

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

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

Электроснабжение  
(направленность (профиль))

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Электроснабжение производства аммиака ОАО «Тольяттиазот»

Студент(ка)

А.Т. Аганджян

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

А.Е. Бурмутаев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

**Допустить к защите**

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина \_\_\_\_\_

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

Тольятти 2016

## Аннотация

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены следующие вопросы:

- Технология производства аммиака;
- Расчет электрических нагрузок производства аммиака;
- Выбор числа и мощности, цеховых КТП с учетом компенсации реактивной мощности;
- Выбор типа, числа и мощности трансформаторов ГПП;
- Обоснование выбора напряжения и схемы распределительной сети;
- Выбор кабельных линий ГПП, РУ, ТП;
- Расчет токов короткого замыкания;
- Выбор электрических аппаратов и проводников;
- Собственные нужды подстанции;
- Релейная защита и автоматика;
- Расчет защитного заземления подстанции;
- Расчет молниезащиты подстанции;

Пояснительная записка выполнена на 71 листе с приложениями и дополнена 6 листами формата А1.

## Содержание

	стр.
Введение.....	5
1. Технология производства аммиака.....	6
2. Расчет электрических нагрузок производства аммиака.....	8
3. Выбор числа и мощности, цеховых КТП с учетом компенсации реактивной мощности.....	11
4. Выбор типа, числа и мощности трансформаторов ГПП.....	18
5. Обоснование выбора напряжения и схемы распределительной сети.....	26
6. Выбор кабельных линий ГПП, РУ, ТП.....	27
7. Расчет токов короткого замыкания.....	31
8. Выбор электрических аппаратов и проводников.....	41
9. Собственные нужды подстанции.....	53
10. Релейная защита и автоматика.....	54
11. Расчёт защитного заземления подстанции.....	58
12. Расчет молниезащиты подстанции.....	61
Заключение.....	63
Список использованных источников.....	64
Приложение А.....	66
Приложение Б.....	67
Приложение В.....	69
Приложение Г.....	71

## **Введение**

В Российской Федерации доля промышленности и строительства составляет около 70%, именно поэтому большой актуальностью и значимостью обладают вопросы, связанные и относящиеся к электроснабжению потребителей – промышленных компаний и корпораций. Учитывая этот факт, энергоснабжающая распределительная система выстраивается таким образом, чтобы в наибольшей мере удовлетворять запросам и критериям потребителей (электроприемников).

Высокая надежность СЭС и электрических комплексов обеспечивается благодаря использованию в них наиболее экономически рациональных методов резервирования самых ответственных участков линий и узлов системы, а также применению современных надежных технических средств у конечного потребителя.

Качество снабжения электроэнергией может быть определено по следующим параметрам: допустимый диапазон колебаний значений напряжения и частоты сети; лимитирование высших гармоник, несинусоидальности напряжений.

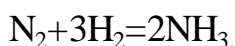
Экономический аспект очень важен в условиях санкций Запада и ограничения финансирования во все отрасли народного хозяйства страны.

Экономичность проектов электроснабжения новых промышленных объектов и при реконструкций существующих может быть достигнута благодаря применению оптимальных технических конструкций РП, ТП и т.д. Также на экономическую составляющую проектов может оказывать влияние выбор класса напряжений, сечений токоведущих проводников, числа и мощности трансформаторного оборудования и т.д.

В связи с чем, задача ВКР сведена к наиболее рациональному проектированию системы электроснабжения производства аммиака ОАО «ТоАЗ», отвечающей современным требованиям надежности систем электроснабжения промышленного предприятия.

## 1 Технология производства аммиака

В настоящее время процесс производства аммиака заключается в выделении из азота водорода при температуре от 380 до 450<sup>0</sup>С и атмосферном давлении 250 атм. с использованием железного ускорителя химической реакции:



Азот выделяют из воздуха. Водород генерируют из воды при помощи метана из природного газа или лигроина. Лигроин – это консистенция алифатических углеводородов, производимая в процессе переработки нефти.

Функционирование передовых производств по синтезу аммиака представляет собой сложный технологический процесс. На рисунке 1.1 представлена постадийная схема функционирования предприятия, осуществляющая производство аммиака из природного газа. Данная схема отображает восемь необходимых стадий производства.

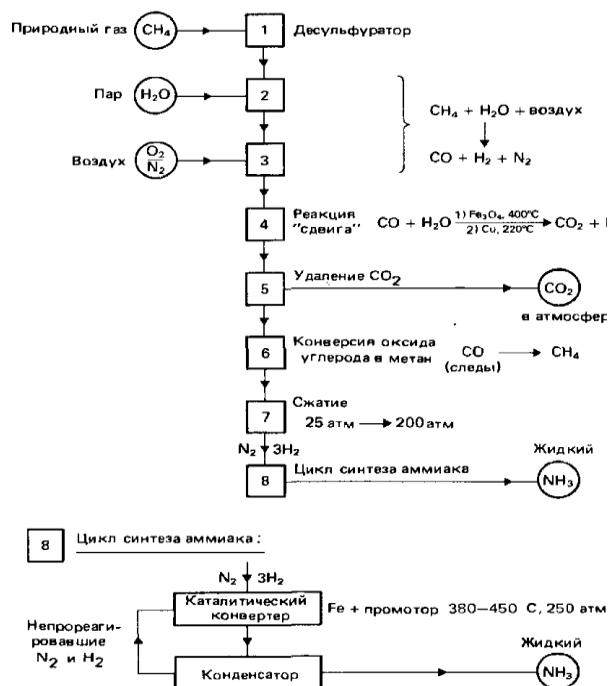
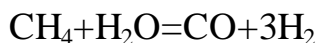


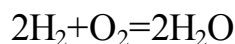
Рисунок 1.1 – Технология производства аммиака

1 стадия. Извлечение свободной серы из сырья переработки. В данном случае - это природный газ. Этот процесс очень важен и необходим, так как сера в данном случае представляет собой каталитический яд.

2 стадия. Выделение водорода из водяного пара при температуре 750<sup>0</sup> С и давлении в 30 атм.:

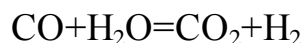


3 стадия. Заключается в запуске воздуха и выгорании части водорода в кислороде в объеме запущенного воздуха:



В итоге синтезируется смесь водяного пара, монооксида углерода и азота. Далее происходит выделение водорода, как во при второй стадии.

4 стадия. Для этой стадии характерен процесс окисление монооксида углерода, возникающего на второй и третьей стадиях, до состояния диоксида углерода:



Данный технологический процесс ведется в 2-ух «реакторах сдвига». В них применяются катализаторы для ускорения химических реакций.

Для первого характерен катализатор из оксида железа, для второго – медный. Процессы протекают при повышенных температурах 400<sup>0</sup>С и 220<sup>0</sup>С, соответственно.

5 стадия. Осуществляется вымывание диоксида углерода из газовой консистенции благодаря раствору карбоната калия. В последующем диоксид углерода учувствует в процессе при изготовлении мочевины.

6 стадия. Остатки монооксида углерода нейтрализуют методом конверсии при повышенной температуре.

7 стадия. Консистенцию, содержащую в своем составе около 74% водорода и 25% азота сжимают до давления 200 атм. В связи с тем, что в процессе сжатия происходит увеличение температуры смеси, после завершения данного процесса ее незамедлительно охлаждают.

8 стадия. По окончании преобразовательных процессов полученный газ перекачивают в «цикл синтеза аммиака».

## 2 Расчет электрических нагрузок производства аммиака

### 2.1 Расчет электрических нагрузок

Суть данного метода состоит в следующем:

1. Все электроприемники разбиваются на характерные группы с однородным режимом работы и объединяются по месту подключения.

2. Для каждой характерной группы определяют:

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

$$P_{cpi} = K_u \cdot \sum P_{номi} \quad (2.1)$$

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

б) среднюю реактивную мощность за наиболее нагруженную смену для группы электроприемников одинакового режима работы:

$$Q_{cpi} = \sum P_{cp} \cdot tg \varphi, \quad (2.2)$$

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

3. Находят суммарную среднюю нагрузку по месту подключения электроприемников:

$$P_{cp\Sigma} = \sum_k P_{cpi} \quad (2.3)$$

$$Q_{cp\Sigma} = \sum_k Q_{cpi} \quad (2.4)$$

4. Определяют средневзвешанный коэффициент использования для рассматриваемой группы электроприемников:

$$K_{иср} = \frac{P_{cp\Sigma}}{\sum P_{ном}} \quad (2.5)$$

5. Определяется эффективное или приведенное число электроприемников в группе  $n_{\text{э}}$

$$n_{\text{э}} = \frac{\left( \sum_{i=1}^m n_i \cdot P_{H.\text{э}i} \right)}{\sum n_i \cdot P_{H.\text{э}i}^2} \quad (2.6)$$

где  $n_i$  – приведенное число электроприемников;  $P_{н.эi}$  – номинальная мощность ”приведенного” электроприемника, которая для  $i$ -го узла определяется из соотношения  $P_{н.эi} = P_{нi} / n_i$ ;  $P_{нi}$  – суммарная мощность всей группы электроприемников  $i$ -го узла.

Если в результате расчета получили, что  $n_э > n$ , то  $n_э = n$ .

6. По упорядоченным диаграммам определяют коэффициент максимума:

$$K_m = f(K_{исрi}, n_э) \quad (2.7)$$

7. Определяется расчетная нагрузка:

$$P_p = K_m \cdot P_{ср\Sigma} \quad (2.8)$$

$$Q_p = K'_m \cdot Q_{ср\Sigma}, \quad (2.9)$$

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

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (2.10)$$

## 2.2 Расчет электрического освещения по п/ст №56

Расчет электрического освещения цеха производится по методу коэффициента использования светового потока.

1. Мощность освещения.

$$P_{ОСВ} = 39,18 \text{ кВт},$$

2. Расчетная активная мощность освещения:

$$P_p = K_c \cdot P_{ср\Sigma} \quad (2.11)$$

$$P_p = 39,18 \cdot 0,55 = 21,55 \text{ кВт},$$

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

3. Расчетная реактивная мощность освещения:

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}\varphi \quad (2.12)$$

$$Q_p = 21,55 \cdot 1,33 = 28,66 \text{ кВар},$$

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

4. Определение расчетной нагрузки:



$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (2.13)$$

$$S_p = \sqrt{16,03^2 + 21,32^2} = 26,670 \text{ кВА}$$

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (2.14)$$

$$I_p = \frac{26,670}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 38,05 \text{ А}$$

Аналогично выполняется расчет освещения по другим подстанциям.

Расчет всех нагрузок сведен в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Общая нагрузка по производству аммиака

№ п/п	Наименование ЭП	Число ЭП n	Уст. мощность, приведенная к ПВ=100%		m	Ku	cosφ	tgφ	Средние нагрузки		Km	Расчетные нагрузки		
			Одного ЭП, кВт	Всех ЭП Pн, кВт					Pср, кВт	Qср, кВт		Pр, кВт	Qр, вар	Sp, кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	12	13	14	15	
1	Итого по ТП №7	108	1,3-78	2298,27	>3	0,631		0,754	1449,53	1092,754	1,13	1637,96	1092,75	1969,02
2	Итого по ТП №1	379	0,75 - 200	4729,5	>3	0,650		0,664	3074,555	2041,357	1,13	3474,25	2041,35	4029,58
3	Итого по ТП №2	83	0,25 - 100	1325,99	>3	0,664		0,663	880,683	583,950	1,15	1012,78	583,95	1169,07
4	Итого по ТП №3	209	0,014 - 315	3030,492	>3	0,594		0,703	1800,931	1266,735	1,15	2071,07	1266,73	2427,74
5	Итого по ТП №4	429	0,25 - 100	5042,39	>3	0,638		0,789	3215,645	2538,143	1	3215,64	2538,14	4096,65
6	Итого по ТП №6	196	0,75 - 200	5565,74	>3	0,565		0,755	3143,82	2374,557	1,12	3521,07	2374,55	4246,94
7	Итого по ТП №8	167	0,18 - 250	3181,79	>3	0,286		0,558	910,5957	507,709	1,61	1466,05	507,70	1551,48
8	Нагрузка СД 10 кВ	6	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>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>

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

Учитывая расположения электроприемников схему электроснабжения наиболее целесообразно выбрать радиальной. РУ 10 кВ цеховых подстанций, выполненные секциями, будут снабжаться электроэнергией по двум и более радиальным линиям, которые работают отдельно, каждая на свою секцию; при отключении одной из них нагрузка автоматически воспринимается другой секцией. Выбор данной схемы обусловлен преобладанием потребителей 1 категории по надежности электроснабжения. Так как электроприемники 1 категории имеются и на вторичном напряжении цеховых ТП, то применяется АВР секционных автоматов.

Недостатком радиальной схемы является большой расход кабеля, но при этом достигается требуемая надежность электроснабжения.

Для крупных предприятий наиболее экономичной и надежной является система электроснабжения, при которой сеть высшего напряжения (для данного проекта 110 кВ) максимально приближена к потребителям электроэнергии. На предприятии ОАО «ТоАЗ» кабельные линии 110 кВ проложенные в земле подходят к ГПП расположенным в центрах электрических нагрузок, тем самым выполняется условие непосредственной близости сети высокого напряжения к потребителям.

Схема электроснабжения ОАО «ТоАЗ» построена по ступенчатому принципу. Пунктом приема энергии от системы является ГПП, от нее отходящими линиями запитаны РУ 10кВ цеховых ТП. От РУ 10кВ цеховых ТП, в свою очередь, питаются мощные электроприемники и трансформаторы цеховых ТП, от которых питается нагрузка с номинальным напряжением 0,4 кВ.

В соответствии с требованиями при проектировании электроснабжения, для распределительных сетей промышленных предприятий, рекомендуется

принимать напряжения 10 кВ. Так же его следует применять для вновь строящихся распределительных сетей.

### **3.1 Выбор трансформаторов питающих основную нагрузку 0.4 кВ (ТП №6)**

Т.к трансформаторы ТМЗ обладают большей перегрузочной способностью и их стоимость в несколько раз ниже стоимости трансформаторов ТСЗ и ТНЭЗ, то для рассмотрения принимаем трансформаторы:

1. ТМЗ – 1600/10/0,4 кВА

2. ТМЗ – 2500/10/0,4 кВА

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

1. Определим расчетные нагрузки:

$$P_{p\Sigma} = 3521,078 \text{ кВт}$$

$$Q_{p\Sigma} = 2374,557 \text{ кВар}$$

$$Q_{min} = 0,5 \cdot Q_{p\Sigma}; \quad (3.1)$$

$$Q_{min} = 0,5 \cdot 2374,557 = 1187,279 \text{ кВар}$$

По таблице находим:

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

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

$$P_p = P_{p\Sigma} + \Delta P_{TP}; \quad (3.2)$$

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

$$Q_p = Q_{p\Sigma} + \Delta Q_{TP}; \quad (3.3)$$

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

2. Минимально возможное число трансформаторов:

$$N_T = \frac{P_P + 4\Delta P_{mp}}{K_3 \cdot S_{HT}} \quad (3.4)$$

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

т.к. целесообразнее ставить 2-х трансформаторные цеховые подстанции - потребитель 1-категории, где  $K_3=0,7$ .

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

$$Q_{Э1}' = Q_P - 0,7 \cdot Q_{CD} \quad (3.5)$$

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

$$Q_{Э1}'' = \alpha \cdot P_P \quad (3.6)$$

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

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

$$Q'_{Э2} = Q_{MIN} - (Q_P - Q_{Э1}) \quad (3.7)$$

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

$$Q''_{Э2} = Q_{MIN} + Q_K \quad (3.8)$$

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

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

4. Определим суммарную мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{KV,MAX} = 1,1 \cdot Q_P - Q_{Э1} \quad (3.9)$$

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

5. Мощность нерегулируемых компенсирующих устройств:

$$Q_{KV,MIN} = Q_{MIN} - Q_{Э2} \quad (3.10)$$

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

Следовательно, все КУ должны быть регулируемые.

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

$$Q_{ЭН} = Q_{Э1} - Q_B = Q_{Э1} - (Q_P - Q_{P\Sigma}) \quad (3.11)$$

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

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

$$Q_T = \sqrt{(N_T \cdot K_3 \cdot S_H)^2 - P_{P\Sigma}^2} \quad (3.12)$$

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

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

$$Q_{KV,H} = Q_{P\Sigma} - Q_T \quad (3.13)$$

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

значит установку БК на стороне 10 кВ не устанавливаем.

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

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

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot 8760 \quad (3.14)$$

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

10. Удельные стоимости потерь в трансформаторе:

а) Удельная стоимость максимальных активных нагрузочных потерь:

$$C = \left( \frac{\alpha}{T_M} + \beta \cdot 10^{-2} \right) \cdot \tau \quad (3.15)$$

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

б) Удельная стоимость потерь холостого хода трансформатора:

$$C_0 = \left( \frac{\alpha}{T_M} + \beta \cdot 10^{-2} \right) \cdot T_P \quad (3.16)$$

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

11. Стоимость потерь мощности в трансформаторах:

$$C_{\Delta P} = n \cdot C_0 \cdot P_{XX} + n \cdot C \cdot K_3^2 \cdot \Delta P_{K3} \quad (3.17)$$

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

12. Стоимость ТП

Принимаем для расчета одну двухтрансформаторную ТП:

$$K_{КТП} = K_T \cdot N_T \quad (3.18)$$

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

$$З_{КТП} = E \cdot K_{КТП} + C_{\Delta P} \quad (3.19)$$

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

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**

1. Определим расчетные нагрузки:

$$P_{p\Sigma} = 3521,078 \text{ кВт}$$

$$Q_{p\Sigma} = 2374,557 \text{ кВар}$$

Расчет для ТМЗ – 2500/10/0,4 кВА производится аналогично

2. Стоимость ТП

Принимаем для расчета одну двухтрансформаторную ТП:

$$K_{КТП} = K_T \cdot N_T \quad (3.20)$$

$$K_{КТП} = 4 \cdot 1532 = 6128 \text{ т.руб}$$

$$З_{КТП} = E \cdot K_{КТП} + C_{\Delta P} \quad (3.21)$$

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

где  $\Delta P_{XX} = 4,6$  кВт;  $\Delta P_{K3} = 25$  кВт;  $E = 0,33$ .

Выбираем второй вариант по минимуму затрат. Принимаем 2 двух-трансформаторные ТП с трансформатором типа ТМЗ 1600/10/0,4кВА.

### **3.2 Выбор трансформаторов питающих основную нагрузку 0.4 кВ (ТП №2)**

Так как трансформаторы ТМЗ обладают большей перегрузочной способностью и их стоимость в несколько раз ниже стоимости трансформаторов ТСЗ и ТНЭЗ, то для рассмотрения принимаем трансформаторы:

1. ТМЗ – 1000/10/0,4 кВА

2. ТМЗ – 1600/10/0,4 кВА

#### **Трансформатор ТМЗ – 1000/10/0,4 кВА**

$$S_{расч} < 1,4 \cdot 1000$$

$$1169,073 \text{ кВА} < 1400 \text{ кВА}$$

1. Определим расчетные нагрузки:

$$P_{p\Sigma} = 1012,785 \text{ кВт}$$

$$Q_{p\Sigma} = 583,950 \text{ кВар}$$

Расчет для ТМЗ – 1000/10/0,4 кВА производится аналогично

2. Стоимость ТП

Принимаем для расчета одну двухтрансформаторную ТП:

$$K_{ТП} = 2 \cdot 950 = 1900 \text{ т.руб}$$

$$З_{ТП} = 0,33 \cdot 1900 + 26,43 = 653,43 \text{ т.руб},$$

где  $\Delta P_{XX} = 2,45 \text{ кВт}$ ;  $\Delta P_{КЗ} = 11,6 \text{ кВт}$ ;  $E = 0,33$ .

Для дальнейшего рассмотрения выбираем трансформатор большей мощности.

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

$$S_{расч} < 1,4 \cdot 1600$$

$$1169,073 \text{ кВА} < 2240 \text{ кВА}$$

1. Определим расчетные нагрузки:

$$P_{p\Sigma} = 1012,785 \text{ кВт}$$

$$Q_{p\Sigma} = 583,950 \text{ кВар}$$

Расчет для ТМЗ – 1600/10/0,4 кВА производится аналогично

## 2. Стоимость ТП

Принимаем для расчета одну двухтрансформаторную ТП:

$$K_{кТП} = 2 \cdot 1276,6 = 2553,2 \text{ т.руб}$$

$$З_{кТП} = 0,33 \cdot 2553,2 + 38,608 = 881,165 \text{ т.руб},$$

где  $\Delta P_{ХХ} = 3,3 \text{ кВт}$ ;  $\Delta P_{КЗ} = 18 \text{ кВт}$ ;  $E = 0,33$ .

Выбираем второй вариант по минимуму затрат. Принимаем двух-трансформаторную ТП с трансформатором типа ТМЗ 1000/10/0.4кВА.

Расчет по ТП сведен в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчетов

№ п/п	Наимен-ие ТП	Расчетная активная нагрузка $P_{p\Sigma}$ , кВт	Кат. надежн	Принято			
				Мощность тр-ов кВА	Число тр-ов в ТП	БК	Кол-во ТП
1	ТП №7	1637,969	1	1600	2	нет	1
2	ТП №1	3474,250	1	2500	2	нет	1
3	ТП №2	1012,785	1	1000	2	нет	1
4	ТП №3	2071,071	1	2500	2	нет	1
5	ТП №4	3215,645	1	2500	2	нет	1
6	ТП №6	3521,078	1	1600	4	нет	2
7	ТП №8	1466,059	1	1600	2	нет	1



#### 4 Выбор типа, числа и мощности трансформаторов ГПП

На проектируемой ГПП имеется два вида напряжения 110 кВ и 10кВ, все потребители 1 категории, следовательно ПС должна иметь два трехфазных трансформатора. Для отдельного питания резкопеременной и общепромышленной нагрузки следует применять трансформаторы с расщепленными обмотками.

Максимальная мощность  $S_{max}=36500,46$  кВА.

Данная нагрузка будет служить основанием для выбора трансформаторов ГПП. Для определения потребления энергии, а также для выбора числа и мощности трансформаторов построим характерный график суточной и годовой нагрузки химического предприятия с непрерывным технологическим процессом.

Рассчитываем годовой график по продолжительности. Данные расчета сведены в таблицу 4.1.

Таблица 4.1

№	Нагрузка ступени.		Длительность ступени (час)
	Нагрузка в %.	Нагрузка в кВА	
1	100	$36500,46 \cdot 100\% = 36500,46$ кВА	750ч
2	90	$36500,46 \cdot 90\% = 32850,41$ кВА	2000ч
3	80	$36500,46 \cdot 80\% = 29200,36$ кВА	1750ч
4	72	$36500,46 \cdot 72\% = 26280,33$ кВА	3000ч
5	40	$36500,46 \cdot 40\% = 14600,18$ кВА	1260ч

Потребляемую электроэнергию каждого из потребителей находим по формуле:

$$W_{ПС} = \sum_{i=1}^K P_{iП} t \cdot t_{iП} \quad (4.1)$$

$$W_{ПС} = 31025,91 \cdot (1 \cdot 750 + 0,9 \cdot 2000 + 0,8 \cdot 1750 + 0,72 \cdot 3000 + 0,4 \cdot 1260)$$

$$W_{ПС} = 205201936,1 \text{ кВА}$$

Продолжительность максимальной нагрузки в году:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{P_{МАХ.ПС}} \quad (4.2)$$

$$T_M = \frac{205201936,1}{31025,91} = 6614 \text{ ч.}$$

Коэффициент заполнения графика нагрузки:

$$K_{зап} = \frac{T_M}{8760} \quad (4.3)$$

$$K_{зап} = \frac{6614}{8760} = 0,75$$

График годовой нагрузки представлен на рисунке 4.1.

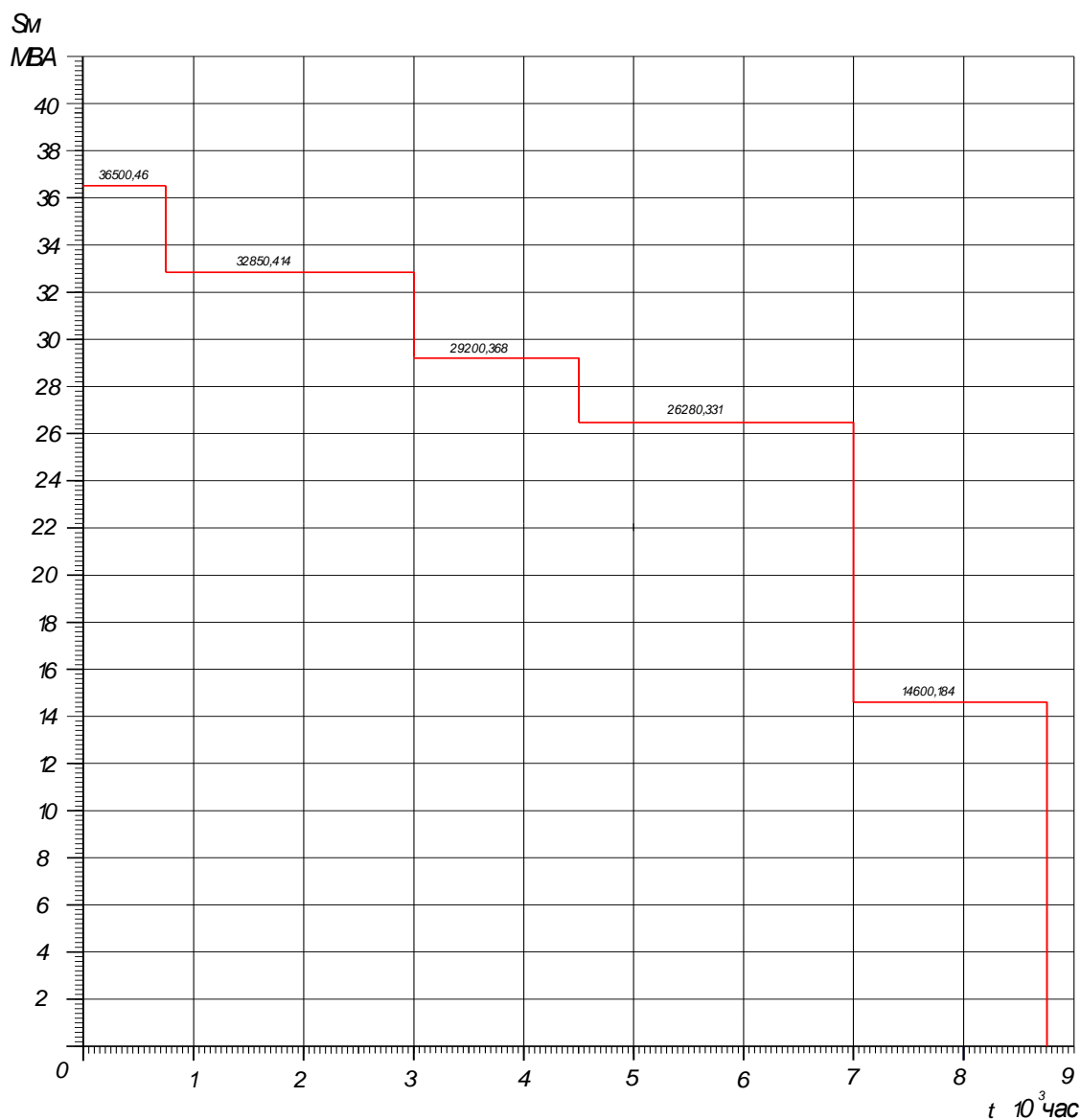


Рисунок 4.1 – Годовой график нагрузки

Для двухтрансформаторной ПС, исходя из допустимой аварийной перегрузки (40%), принято использовать приближенное выражение:

$$S_{номТ} = 0,7 \cdot S_{max} \quad (4.4)$$

$$S_{номТ} = 0,7 \cdot 36500,46 = 25550,322 \text{ кВА}$$

$$S_{НОМ.Т2} > S_{НОМ.Т1} \geq S_{НОМ.Т}$$

$$63 \text{ МВА} > 40 \text{ МВА} \geq 25,550 \text{ МВА}$$

Для дальнейшего рассмотрения выбираем два трансформатора:

1. ТРДН – 40000/110/10/10 кВА;
2. ТРДЦН – 63000/110/10/10 кВА.

#### 4.1 Технико-экономический расчет трансформатора ТРДН – 40000/110/10/10 кВА

Технические данные ТРДН – 40000/110/10/10 кВА:

$$\Delta P_{XX} = 42 \text{ кВт} \quad I_{XX\%} = 0.7\% \quad \Delta P_{K3} = 175 \text{ кВт} \quad U_{K\%} = 10.5\%.$$

1. Приведенные потери активной мощности трансформатора в режиме х.х.:

$$P_x^{\dot{}} = P_x + K_{ин} \cdot Q_x \quad (4.5)$$

$$P_x^{\dot{}} = 42 + 0,05 \cdot 280 = 56 \text{ кВт}$$

где:  $K_{ин}$  – коэффициент изменения потерь, который зависит от удаленности потребителя от источника питания и составляет 0.02-0.2 кВт/квар. Для расчетов принимаем  $K_{ин}=0.05$  кВт/квар.

2. Потери реактивной мощности трансформатора на х.х.:

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx\%}}{100} \cdot S_{ном\ m} \quad (4.6)$$

$$Q_{xx} = \frac{0,7}{100} \cdot 40000 = 280 \text{ кВар.}$$

3. Напряжение короткого замыкания обмоток трансформатора:

$$U_{KB} = 0,125 \cdot U_{BH-HH} \quad (4.7)$$

$$U_{KB} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,31\%$$

$$U_{K.HH1} = U_{K.HH2} = 1,75 \cdot U_{BH-HH} \quad (4.8)$$

$$U_{K.HH1} = U_{K.HH2} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,38\%$$

4. Потери реактивной мощности трансформатора в режиме к.з.:

$$Q_{KB} = \frac{U_{KB} \%}{100} \cdot S_{H.T} \quad (4.9)$$

$$Q_{KB} = \frac{1,31}{100} \cdot 40000 = 525 \text{ кВар}$$

$$Q_{K.HH1} = Q_{K.HH2} = \frac{U_{K.HH}}{100} \cdot S_{H.T} \quad (4.10)$$

$$Q_{K.HH1} = \frac{18,38}{100} \cdot 40000 = 7350 \text{ кВар}$$

5. Приведенные потери активной мощности трансформатора в режиме к.з.:

$$P'_{KB} = P_{KBH} + K_{III} \cdot Q_{KB} \quad (4.11)$$

$$P'_{KB} = 0 + 0,05 \cdot 525 = 26,25 \text{ кВт}, \text{ где } P_{KBH} = 0$$

$$P'_{KH-1} = P'_{KH-2} = P_{KH} + K_{III} \cdot Q_{KH} \quad (4.12)$$

$$P'_{KH-1} = 2 \cdot 175 + 0,05 \cdot 7350 = 717,5 \text{ кВт}$$

$$P'_K = P'_{KH} + P'_{KB} \quad (4.13)$$

$$P'_K = 717,5 + 26,25 = 743,75 \text{ кВт}$$

6. Коэффициент загрузки ВН обмотки трансформатора на i-ой ступени годового графика нагрузки:

$$K_{зг} = \frac{S_{Bi}}{S_{НОМ.Т}} \quad (4.14)$$

$$K_{зг} = \frac{36,5}{40} = 0,913$$

7. Коэффициент загрузки НН обмотки трансформатора на i-ой ступени годового графика нагрузки:

$$K_{зн} = \frac{S_{Bi}}{S_{НОМ.Т}} \quad (4.15)$$

$$K_{зн} = \frac{36,5}{2 \cdot 40} = 0,456$$

8. Приведенные потери мощности:

$$P'_T = P'_x + K_{загр.в}^2 \cdot P'_{к.вн} + K_{загр.нн1}^2 \cdot P'_{к.нн1} + K_{загр.нн2}^2 \cdot P'_{к.нн2} \quad (4.16)$$

$$P'_T = 56 + 0,913^2 \cdot 26,25 + 0,456^2 \cdot 717,50 + 0,456^2 \cdot 717,50 = 376,60 \text{ кВт.}$$

9. Потеря электроэнергии холостого хода на i-й ступени годового графика нагрузки:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot P_x \cdot T_i \quad (4.17)$$

10. Суммарная потеря холостого хода:

$$\Delta W_{xx} = \Sigma \Delta W_{xx.i} \quad (4.18)$$

11. Потеря электроэнергии холостого хода на *i*-й ступени годового графика нагрузки:

$$\Delta W_{кз} = \frac{1}{n_T} \cdot P_{к.вн} \cdot K_{зв}^2 \cdot T_i + 2 \cdot \frac{1}{n_T} \cdot P_{к.нн} \cdot K_{зн}^2 \cdot T_i; \quad (4.19)$$

где  $T_i$  – продолжительность нахождения нагрузки  $S_i$  на *i*-той ступени.

12. Суммарная потеря короткого замыкания:

$$W_{кз} = \Sigma \Delta W_{кз.i} \quad (4.20)$$

13. Потери электроэнергии в трансформаторах ПС:

$$\Delta W_{пс} = \Sigma \Delta W_{xi} + \Sigma \Delta W_{квi} + \Sigma \Delta W_{кн1i} + \Sigma \Delta W_{кн2i}. \quad (4.21)$$

14. Экономическая нагрузка  $S_{э}$ , ниже которой целесообразно отключать один из трансформаторов:

$$S_{э.пс} = S_{ном.м} \cdot \sqrt{n_T \cdot (n_T - 1) \cdot \frac{P_x}{P_K}}; \quad (4.22)$$

$$S_{э.пс} = 40000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{56}{743,75}} = 15,52 \text{ МВА.}$$

Расчет потерь электроэнергии в трансформаторах целесообразно выполнять с помощью таблицы 4.1.

Таблица 4.1 – Расчет потерь электроэнергии в трансформаторе ТРДН 40000/110/10/10 кВА

i	S <sub>внi</sub> , кВА	S <sub>нн1</sub> , кВА	S <sub>нн2</sub> , кВА	n <sub>i</sub>	T <sub>i</sub> , ч	P <sub>x</sub>				P <sub>кв</sub>	P <sub>кнн1</sub>	P <sub>кнн2</sub>
						ΔW <sub>xi</sub> , кВт*ч	k <sub>з.вн</sub>	k <sub>з.нн1</sub>	k <sub>з.нн2</sub>	ΔW <sub>квi</sub> , кВт*ч	ΔW <sub>кнн1i</sub> , кВт*ч	ΔW <sub>кнн2i</sub> , кВт*ч
1	36,5	18,25	18,25	2	750	63000	0,913	0,457	0,457	8196,46	56009,1	56009,1
2	32,85	16,43	16,43	2	2000	168000	0,821	0,411	0,411	17704,4	120980	120980
3	29,2	14,6	14,6	2	1750	147000	0,73	0,365	0,365	12240	83640,3	83640,3
4	26,28	13,14	13,14	2	3000	252000	0,657	0,3289	0,3285	16996,2	116141	116141
5	14,6	7,3	7,3	2	1260	105840	0,365	0,183	0,183	2203,21	15055,3	15055,3

Итого по потерям эл.энергии.	8760	735840		57340,2	391825	391825
	1576830,306					

$$\sum \Delta W_{xi} = 735840 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

$$\sum \Delta W_{\kappa} = \Delta W_{\kappa.vi} + \Delta W_{\kappa.nni} + \Delta W_{\kappa.nni} \quad (4.23)$$

$$\sum \Delta W_{\kappa} = 840990,2 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

$$\sum \Delta W_{\text{ПС}} = 1576830,306 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

15. Определяем стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$I_{\Delta W_{\text{ПС}}} = C_{\text{э,х}}(T_x) \cdot \Delta W_x + C_{\text{э,к}}(\tau) \cdot \Delta W_{\kappa} \quad (4.24)$$

$$I_{\Delta W_{\text{ПС}}} = 0,648 \cdot 735840 + 0,918 \cdot 840990,2 = 1248853,324 \text{ руб},$$

где:  $C_{\text{э,х}}(T_x) = 0,648$  руб/кВт·ч – стоимость 1 кВт·ч потерь эл.энергии х.х. трансформаторов за время их работы в год;  $C_{\text{э,к}}(\tau) = 0,918$  руб/кВт·ч стоимость 1 кВт·ч нагрузочных потерь эл.энергии трансформатора.

Дальнейшее определение вариантов выбора трансформаторов производим методом приведенных затрат.

16. Ежегодные эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{э}} = P_{\text{сум}} \cdot K_1, \quad (4.25)$$

$$I_{\text{э}} = 0,094 \cdot 20000000 = 1880000 \text{ руб}$$

где:  $P_{\text{сум}}$  – суммарный коэффициент отчислений (для силового оборудования 35-150 кВ равен 0,094);  $K_1 = 2 \cdot K = 2 \cdot 10000000 = 20000000$  руб – капитальные затраты на оборудование ПС, руб.

17. Приведенные затраты

$$Z_{\text{пр}} = E_n \cdot K + I_{\text{э}} + I \Delta W_{\text{ПС}} \quad (4.26)$$

$$Z_{\text{пр}} = 0,33 \cdot 20000000 + 1880000 + 1248853,324 = 9728853,324 \text{ руб}$$

## 4.2 Технико-экономический расчет трансформатора ТРДЦН–63000/110/10/10 кВА

Технические данные ТРДЦН – 63000/110/10/10 кВА:

$$\Delta P_{XX} = 59 \text{ кВт} \quad I_{XX\%} = 0.65\% \quad \Delta P_{K3} = 260 \text{ кВт} \quad U_{K\%} = 10.5\%.$$

Расчет для трансформатора ТРДЦН–63000/110/10/10 кВА выполнен аналогично.

Расчет потерь электроэнергии в трансформаторах целесообразно выполнять с помощью таблицы 4.2.

Таблица 4.2 – Расчет потерь электроэнергии в трансформаторе ТРДЦН 63000/110/10/10 кВА

i						$P_x$			$P_{кв}$			$P_{к.нн1}$	$P_{к.нн2}$
	$S_{ВНi},$ кВА	$S_{НН1},$ кВА	$S_{НН2},$ кВА	$n_i$	$T_i, \text{ ч}$	$\Delta W_{xi},$ кВт*ч	$k_{з,vi}$	$k_{з,ннi}$	$k_{з,ннi}$	$\Delta W_{к.вi},$ кВт*ч	$\Delta W_{к.ннi},$ кВт*ч	$\Delta W_{к.ннi},$ кВт*ч	
1	36,5	18,25	18,25	2	750	88500	0,58	0,29	0,29	5206,15	34583,9	34583,9	
2	32,9	16,45	16,45	2	2000	236000	0,52	0,26	0,26	11245,3	74701,2	74701,2	
3	29,2	14,6	14,6	2	1750	206500	0,46	0,23	0,23	7774,51	51645,2	51645,2	
4	26,28	13,14	13,14	2	3000	354000	0,42	0,21	0,21	10795,5	71713,1	71713,1	
5	14,6	7,3	7,3	2	1260	148680	0,23	0,115	0,115	1399,41	9296,14	9296,14	
Итого по потерям эл.энергии.					8760	1033680				36420,8	241940	241940	
1553979,89													

$$\sum \Delta W_{xi} = 1033680 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

$$\sum \Delta W_{к} = 520300,8 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

$$\sum \Delta W_{ПС} = 1553979,89 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

1. Определяем стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$I_{\Delta W_{ПС}} = 0,648 \cdot 1033680 + 0,918 \cdot 520300,8 = 1147460,77 \text{ руб.},$$

2. Ежегодные эксплуатационные издержки:

$$I_{э} = 0,094 \cdot 24000000 = 2256000 \text{ руб}$$

где:  $P_{сум}$  – суммарный коэффициент отчислений (для силового оборудования 35-150 кВ равен 0,094);  $K_I = 2 \cdot K = 2 \cdot 12000000 = 24000000 \text{ руб}$  – капитальные затраты на оборудование ПС, руб.



### 3. Приведенные затраты:

$$Z_{np} = 0,33 \cdot 24000000 + 2256000 + 1147460,77 = 11323460,77 \text{ руб}$$

Таблица 4.3 – Сопоставление двух вариантов

Трансформатор	Приведенные затраты
ТРДН-40000/110/10/10 кВА	$Z_{np} = 9728853,324 \text{ руб}$
ТРДЦН-63000/110/10/10 кВА	$Z_{np} = 11323460,77 \text{ руб}$

Сопоставив 2 варианта, окончательно выбираем для дальнейшего рассмотрения трансформатор ТРДН-40000/110/10/10 кВА.

## 5 Обоснование выбора напряжения и схемы распределительной сети

Для предприятий наиболее экономичной и надежной является система электроснабжения, при которой сеть ВН максимально приближена к потребителям электроэнергии. На предприятии ОАО «ТоАЗ» КЛ 110 кВ проложенные в земле подходят к ГПП от центров электрических нагрузок, тем самым выполняется условие близости сети ВН к потребителям.

Схема электроснабжения ОАО «ТоАЗ» построена по ступенчатому принципу. Пунктом приема энергии от системы является ГПП, от нее отходящими линиями запитаны РУ цеховых ТП. От РУ цеховых ТП, в свою

очередь, питаются мощные электроприемники. От цеховых ТП питается нагрузка с номинальным напряжением 0,4 кВ.

В соответствии с требованиями, на сегодняшний день, при проектировании электроснабжения, для распределительных сетей промышленных предприятий, рекомендуется принимать напряжения 10 кВ. Его следует применять и для вновь строящихся распределительных сетей. При дальнейшем развитии предприятия, его распределительную сеть так же необходимо будет переводить на номинальное напряжение 10 кВ.

Использование напряжения 10 кВ при проектировании более эффективно, чем использование напряжения 6 кВ.

Схема электроснабжения представляет собой радиальную сеть. РУ цеховых подстанций, выполненные секциями, питаются по двум и более радиальным линиям, которые работают отдельно, каждая на свою секцию; при отключении одной из них нагрузка автоматически воспринимается другой секцией. Выбор данной схемы обусловлен преобладанием потребителей 1 категории по надежности электроснабжения. Так как электроприемники 1 категории имеются и на вторичном напряжении цеховых ТП, то применяется АВР секционных автоматов.

Недостатком радиальной схемы является большой расход кабеля, но при этом достигается требуемая надежность электроснабжения.

## **6. Выбор кабельных линий ГЩ, РУ и ТП**

### **6.1 Выбор и проверка кабеля на 110 кВ**

а) Определение расчетного тока в нормальном режиме:

$$I_{i\text{расч.}} = \frac{S_{p.l.}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (6.1)$$

$$I_{i\text{расч.}} = \frac{40000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 115} = 281,14 \text{ А}$$

б) Выбор сечения жил кабелей по экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = I_{p.l.} / j_{\text{эк}} \text{ ,} \quad (6.2)$$

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

Результаты расчетов занесены в таблицу 6.1.

Таблица 6.1

Расчетные сечения, мм <sup>2</sup>	Стандартные сечения, мм <sup>2</sup>	Длительно допустимый ток, А
$F_{\text{э1}} = 281,14/1,2 = 234,28$	240	533

Рассматриваем кабель ПвПГ 3(1×240),

где: Пв - изоляция из сшитого полиэтилена; П - наружная оболочка из полиэтилена или сополимера полиэтилена; Г - продольная герметизация экрана водонабухающими лентами.

в) Проверка выбранных сечений кабелей по нагреву.

$$I_{i \text{ доп}} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{\text{доп}} \quad (6.3)$$

$$I_{i \text{ доп}} = 1,2 \cdot 0,87 \cdot 533 = 556,45 \text{ А},$$

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 [6];  $I_{\text{доп}}$  – справочный длительно допустимый ток, А.

Таблица 6.2 – Характеристики кабеля

Сечение, мм <sup>2</sup>	240
$I_{i \text{ доп}}, \text{ А}$	556,45
$I_{\text{расч.}}, \text{ А}$	281,14

$$I_{i \text{ доп}} > I_{\text{расч}} \quad (6.4)$$

$$556,45 \text{ А} > 281,14 \text{ А}$$

Следовательно, кабель подходит по нагреву.

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

$$I_{i \text{ доп. доав.}} = 1,3 \cdot I_{i \text{ доп}} \quad (6.5)$$

$$I_{i \text{ доп. доав.}} = 1,3 \cdot 556,45 = 723,39 \text{ А}$$

Таблица 6.3 – Характеристика кабеля

Сечение, мм <sup>2</sup>	240
$I_{i \text{ доп. доав.}}, \text{ А}$	723,39

$I_{i \text{ доп. }}, \text{ A}$	556,45
----------------------------------	--------

Проверка выбранных сечений по условиям токораспределения в доаварийном режиме показывает, что кабель подходит для дальнейшего рассмотрения т.к

$$I_{i \text{ доп. ав.}} > I_{i \text{ доп.}} \quad (6.6)$$

$$723,39 \text{ A} > 556,45 \text{ A}$$

д) Проверка сечения жил кабелей по потерям напряжения.

$$\Delta U = I_{\text{доав}} \cdot r \cdot \cos \varphi, \quad (6.7)$$

где:  $\cos \varphi = 0,84$ ;  $l=25$  км.

$$\Delta U_{\text{л}} = 25 \cdot 723,39 \cdot 0,84 \cdot 0,4 = 6076,476 \rightarrow 5,28\%$$

$$U = U_{\text{ном}} - \Delta U_{\text{л}} \quad (6.8)$$

$$U = 115000 - 6076,476 = 108923,524 \text{ В.}$$

Согласно полученным результатам, максимальные потери на линии составляют 5,28%. Следовательно, сечения жил кабеля проходят по проверке потерь напряжения.

## 6.2 Выбор и проверка кабелей на 10 кВ

а) Выбор кабеля питающей ТП-4

1) Определение расчетного тока в нормальном режиме:

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

2) Выбор сечения жил кабелей по экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = I_{\text{р.л}} / j_{\text{эк}}, \quad (6.9)$$

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

Результаты расчетов внесены в таблицу 6.4.

Таблица 6.4

Расчетные сечения, мм <sup>2</sup>	Стандартные сечения, мм <sup>2</sup>	Длительно допустимый ток, А
$F_{\text{э1}} = 192,45 / 1,2 = 160,38$	185	235

Рассматриваем кабель АСБГ (3×185),

где: А - алюминиевая жила; С – свинцовая оболочка; Б – бронированный; Г – броня без джутового покрова.

3) Проверка выбранных сечений кабелей по нагреву:

$$I_{i \text{ доп}} = 1,2 \cdot 0,87 \cdot 235 = 245,34 \text{ А},$$

Таблица 6.5 – Характеристики кабеля

Сечение, мм <sup>2</sup>	185
$I_{i \text{ доп}}, \text{ А}$	245,34
$I_{\text{расч.}}, \text{ А}$	192,45

$$I_{i \text{ доп}} > I_{\text{расч}}$$

$$245,34 \text{ А} > 192,4 \text{ А}$$

Следовательно, кабель подходит по нагреву.

4) Проверка выбранных сечений по условиям токораспределения в доаварийном режиме.

$$I_{i \text{ доп.ав.}} = 1,3 \cdot I_{i \text{ доп}}$$

$$I_{i \text{ доп.ав.}} = 1,3 \cdot 245,34 = 318,942 \text{ А}$$

Таблица 6.6 – Характеристики кабеля

Сечение, мм <sup>2</sup>	185
$I_{i \text{ доп.ав.}}, \text{ А}$	318,942
$I_{\text{расч.}}, \text{ А}$	192,45

Проверка выбранных сечений по условиям токораспределения в доаварийном режиме показывает, что кабель подходит для дальнейшего рассмотрения

5) Проверка сечения жил кабелей по потерям напряжения.

$$\Delta U = I_{\text{доав}} \cdot r \cdot \cos \varphi,$$

где  $\cos \varphi = 0,84$ ;  $l=800\text{м}$ .

$$\Delta U_{\text{л}} = 0,8 \cdot 318,942 \cdot 0,84 \cdot 0,167 = 35,79 \text{ В} \rightarrow 0,34\%$$

$$U = U_{\text{ном}} - \Delta U_{\text{л}} = 10500 - 35,79 = 10464,207 \text{ В}.$$

Согласно полученным результатам, максимальные потери на линии составляют 0,34%. Следовательно, сечения жил кабелей проходят по проверке потерь напряжения.

Выбор и проверку кабелей по потребителям 10 кВ сведен в таблицу 6.7.

Таблица 6.7 – Выбор и проверка кабелей на 10 кВ

Потребитель	ТП №7	ТП №1	ТП №2	ТП №3	ТП №4	ТП №6		ТП №8	СД 1600 кВт 10 кВ
						ТП №6-1	ТП №6-2		
Мощность и кол-во тр-ров	2*1600 кВА	2*2500 кВА	2*1000 кВА	2*2500 кВА	2*2500 кВА	2*1600 кВА	2*1600 кВА	2*1600 кВА	6*1600 кВт
Расчетный ток, $I_{доп}$ , А	123,17	192,45	76,98	192,45	192,45	123,17	123,17	123,17	123,17
Расчетные сечения, мм <sup>2</sup>	$F_{\rho 1} = 123,17 / 1,2 = 102,64$	$F_{\rho 2} = 192,45 / 1,2 = 160,38$	$F_{\rho 3} = 76,98 / 1,2 = 64,15$	$F_{\rho 4} = 192,45 / 1,2 = 160,38$	$F_{\rho 5} = 192,45 / 1,2 = 160,38$	$F_{\rho 6} = 123,17 / 1,2 = 102,64$	$F_{\rho 7} = 123,17 / 1,2 = 102,64$	$F_{\rho 8} = 123,17 / 1,2 = 102,64$	$F = 123,17 / 1,2 = 102,64$
Стандартное сечения, мм <sup>2</sup>	120	185	70	185	185	120	120	120	120
Длительно допустимый ток, $I_{доп}$ , А	185	235	130	235	235	185	185	185	185
Фактически длительно допустимый ток $I_{идоп}$ , А	193,14	245,34	135,72	245,34	245,34	193,14	193,14	193,14	193,14
Токораспред. в доаварийном режиме, $I_{идо.ав}$ , А	251,08	319,94	176,44	319,94	319,94	251,08	251,08	251,08	251,08
$L$ , м	1000	750	850	1100	800	900	900	940	900
$r_0$ , мОм/м	0,258	0,167	0,443	0,167	0,167	0,258	0,258	0,258	0,258
$\Delta U_{л.}$ , В	54,41	33,66	55,80	49,37	35,79	48,97	48,97	51,14	48,97
$\Delta U_{л.}$ , %	0,52%	0,23%	0,32%	0,48%	0,34%	0,47%	0,47%	0,48%	0,47%
Кабель	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)
Кол-во кабелей	2	2	2	2	2	2	2	2	12

### 6.3 Выбор и проверка кабелей на 0,4 кВ от ТП до РП

Таблица 6.8 – Результат расчетов кабельных линий 0,4 кВ

Распределительный пункт	Расчетное сечение	Сеч-е, мм <sup>2</sup>	Кол-во	Длительно доп. ток, А		Кабель
				340	4420	
РП от ТП-7	$F_{\rho 1} = 2842,040 / 1,2 = 2368,367$	185	13	340	4420	13 ВБбШв (3*185+1*95)
РП от ТП-1	$F_{\rho 2} = 5816,204 / 1,2 = 4846,837$	185	27	340	8907	27 ВБбШв (3*185+1*95)
РП от ТП-2	$F_{\rho 3} = 1687,412 / 1,2 = 1406,177$	185	8	340	2720	8 ВБбШв (3*185+1*95)
РП от ТП-3	$F_{\rho 4} = 3504,150 / 1,2 = 2920,125$	185	16	340	5440	16 ВБбШв (3*185+1*95)

РП от ТП-4		$F_{3,5} = 5913,006/1,2 = 4927,505$	185	27	340	8907	27 ВБбШв (3*185+1*95)
РП от ТП-86	РП от ТП-6-1	$F_{3,7} = 3064,966/1,2 = 2554,138$	185	14	340	4760	14 ВБбШв (3*185+1*95)
	РП от ТП-6-2	$F_{3,7} = 3064,966/1,2 = 2554,138$	185	14	340	4760	14 ВБбШв (3*185+1*95)
РП от ТП-8		$F_{3,9} = 2239,372/1,2 = 1886,143$	185	11	340	3740	11 ВБбШв (3*185+1*95)

Выбираем медные кабели ВБбШв (3\*185+1\*95),  
где: Медная токопроводящая жила; В - изоляция из поливинилхлоридного пластиката (ПВХ); БбШв – броня из двух стальных лент, наложенных так, чтобы верхняя лента перекрывала зазоры между витками нижней ленты.

## 7 Расчет токов короткого замыкания

### 7.1 Расчёт тока КЗ на шинах 110 кВ

Расчет токов к.з. при проектировании ПС необходим для выбора электрических аппаратов, токоведущих частей, заземляющих устройств, разрядников и т.д.

Расчет токов к.з. для выбора аппаратов и проводников, их проверки по условиям термической и электродинамической стойкости при к.з. для определения параметров срабатывания, проверки чувствительности и согласования действий устройств релейной защиты электроустановок 0.4-220кВ производится приближенными, так называемыми практическими методами, многолетний опыт приближения которых доказал его технико-экономическую целесообразность. При выполнении расчетов не учитывают:

- сдвиг по фазе ЭДС и изменение частоты вращения роторов синхронных машин;
- ток намагничивания трансформаторов;
- насыщение магнитных систем генераторов, трансформаторов и электродвигателей;
- емкостную проводимость воздушных и кабельных линий;
- различие значений сверхпереходных сопротивлений по продольной и поперечной осям синхронных машин;
- возможную несимметрию  $3^x$  фазной системы;
- влияние не двигательной нагрузки на токи к.з.;
- подпитку места к.з. со стороны электродвигателей напряжением до 1кВ при расчете токов к.з. в сети напряжением выше 1 кВ.

Расчетная схема и схема замещения участка сети для расчёта тока КЗ представлена на рисунках 7.1, 7.2.



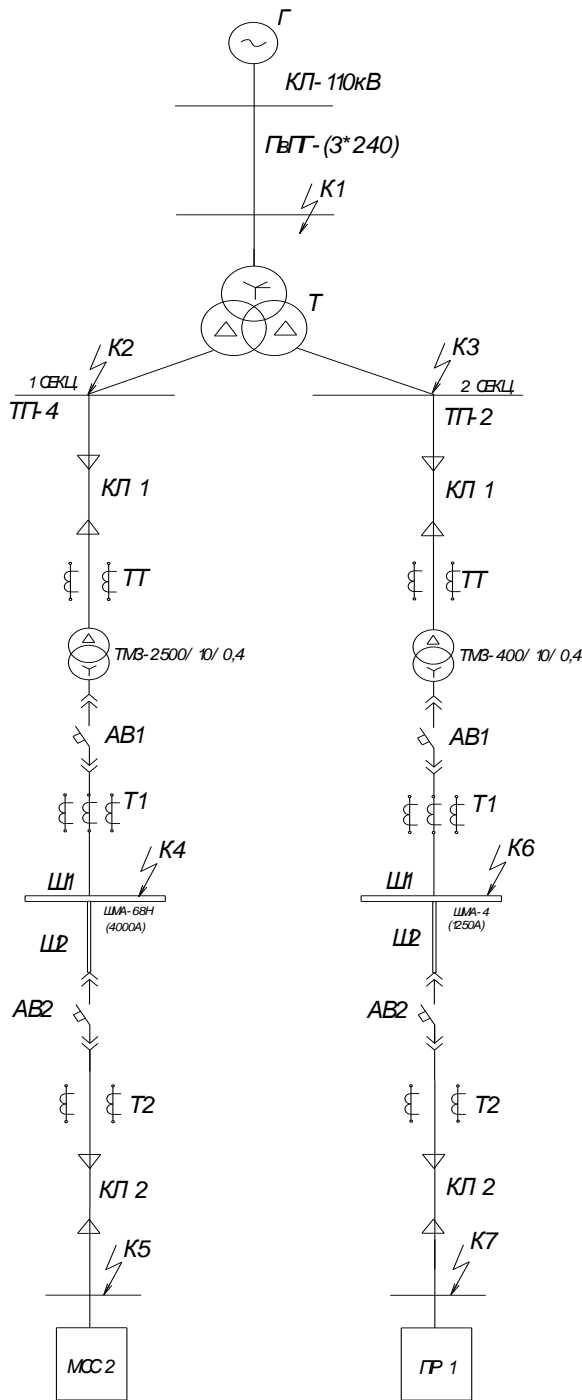


Рисунок 7.1 – Расчетная схема

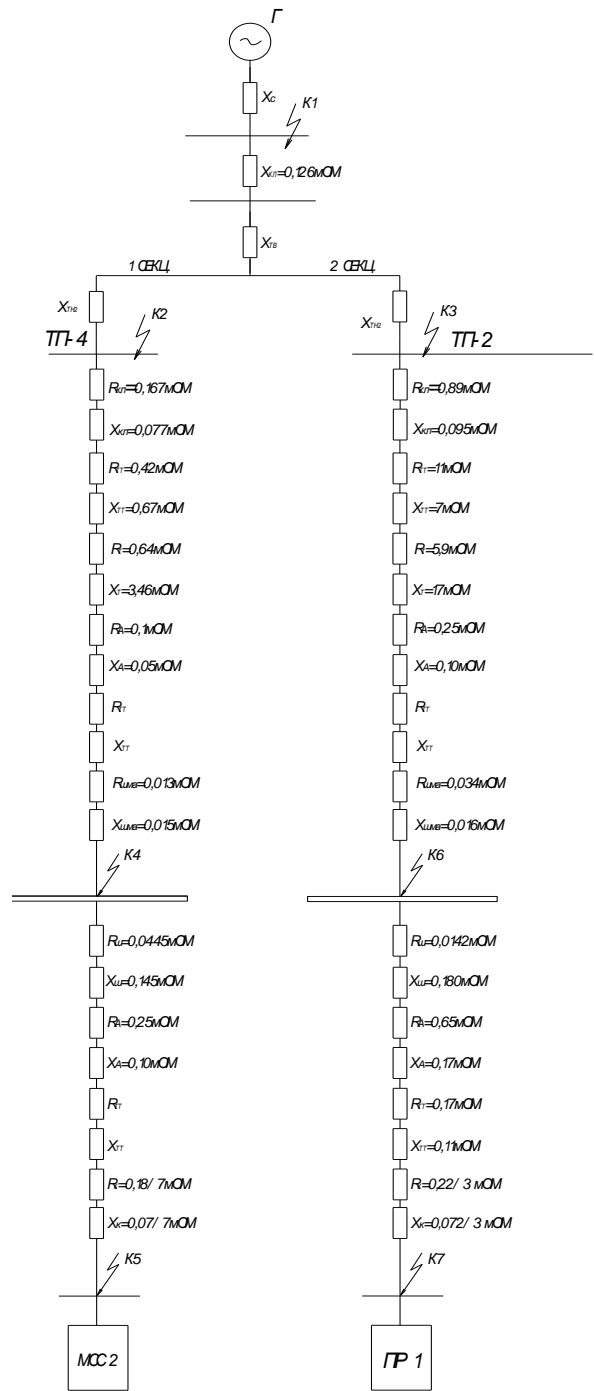


Рисунок 7.2 – Схема замещения

### 7.1.1. Расчет тока трехфазного К.З.

1. Система:  $U_H=115\text{кВ}$ ;  $S_{\delta}=100\text{ МВА}$ ;  $S_K=2100\text{ МВА}$ ;  $U_K=10.5\%$ ;  $S_{НОМ}=40\text{ МВА}$ .

$$X_c = \frac{S_{\delta}}{S_{K3}} \quad (7.1)$$

$$X_c = \frac{100}{2100} = 0,0476 \text{ О.е.}$$

2. КЛ:  $x_0=0,124$  Ом/км;  $R_0=0,41$  Ом/км;  $l=25$  км;  $U_H=115$ кВ.

$$x_{*КЛ1} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_H^2} \quad (7.2)$$

$$x_{*КЛ1} = 0,124 \cdot 25 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,0234 \text{ О.е.}$$

3. Трансформатор:  $S_H=40$ МВА;

$$x_{*ТБ} = \frac{U_{кв}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{мн}} \quad (7.3)$$

$$x_{*ТБ} = \frac{1,3125}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,033 \text{ О.е.}$$

$$x_{*ТН} = \frac{U_{кнн}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{мн}} \quad (7.4)$$

$$x_{*ТН} = \frac{18,375}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,46 \text{ О.е.}$$

$$U_{кв} = U_{к} \cdot 0,125 \quad (7.5)$$

$$U_{кв} = 10,5 \cdot 0,125 = 1,31$$

$$U_{кн} = U_{к} \cdot 1,75 \quad (7.6)$$

$$U_{кн} = 10,5 \cdot 1,75 = 18,38$$

**В точке К<sub>1</sub>:**

$$X_{\Sigma} = X_c + X_n \quad (7.7)$$

$$X_{\Sigma} = 0,0476 + 0,0234 = 0,071 \text{ О.е.}$$

$$I_c'' = \frac{E_c}{X_{\Sigma}} \quad (7.8)$$

$$I_c'' = \frac{1}{0,071} = 14,08 \text{ О.е.}$$

$$I_{кз}^{(3)} = I_c'' \cdot \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (7.9)$$

$$I_{кз}^{(3)} = 14,08 \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 7,069 \text{ кА}$$

Ударный ток:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\kappa 3}, \quad (7.10)$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 7,069 \cdot 1,8 = 17,994 \text{ кА},$$

где:  $K_y = 1.8$  – ударный коэффициент [9,рис.4.6]

Действующее значение ударного тока:

$$I_{y \kappa 1} = I_{\kappa 3}^3 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{y\delta} - 1)^2} \quad (7.11)$$

$$I_{y \kappa 1} = 7,069 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 10,673 \text{ кА}.$$

Мощность КЗ для точки  $K_1$ :

$$S_{k1} = \sqrt{3} \cdot U_H \cdot I_{\kappa 3} \quad (7.12)$$

$$S_{k1} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 7,069 = 1408,044 \text{ МВА}$$

**В точке  $K_2, K_3$ :**

$$x_{*\Sigma} = x_{*c} + x_{*л} + x_{*тв} + x_{*тнн} \quad (7.13)$$

$$x_{*\Sigma} = 0,0476 + 0,0234 + 0,033 + 0,46 = 0,564 \text{ О.е.}$$

$$I_c'' = \frac{E_c}{X_{\Sigma}} \quad (7.14)$$

$$I_c'' = \frac{1}{0.564} = 1,774 \text{ О.е.}$$

$$I_{\kappa 3}^{(3)} = I_c'' \cdot \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (7.15)$$

$$I_{\kappa 3}^{(3)} = 1,774 \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 9,749 \text{ кА}$$

Ударный ток:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\kappa 3} \quad (7.16)$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 9,749 \cdot 1,92 = 26,472 \text{ кА}$$

где:  $K_y = 1.92$  – ударный коэффициент [9,рис.4.6].

Действующее значение ударного тока:

$$I_{y \kappa 2.3} = I_{\kappa 3}^3 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{y\delta} - 1)^2} \quad (7.17)$$

$$I_{y \kappa 2.3} = 9,749 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,92 - 1)^2} = 16 \text{ кА}.$$

Мощность КЗ для точки К<sub>2</sub>, К<sub>3</sub>:

$$S_{k2,3} = \sqrt{3} \cdot U_H \cdot I_{кз} \quad (7.18)$$

$$S_{k2,3} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 9,749 = 177,3 \text{ МВА}$$

7.1.2 Расчет тока однофазного к.з.

**В точке К<sub>1</sub>:**

$$x_{0\Sigma} = x_c + 3 \cdot x_l \quad (7.19)$$

$$x_{0\Sigma} = 0,0476 + 3 \cdot 0,0234 = 0,1178 \text{ О.е.}$$

$$I_{кз}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{1}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}} \quad (7.20)$$

$$I_{кз}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1}{2 \cdot 0,071 + 0,1178} = 11,547 \text{ О.е.}$$

$$I_{кз}^{(1)} = I_{кз}^{(1)} \cdot I_{\bar{\sigma}} = I_{кз}^{(1)} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}} \quad (7.21)$$

$$I_{кз}^{(1)} = 11,547 \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,797 \text{ кА.}$$

**В точке К<sub>2</sub>, К<sub>3</sub>:**

$$x_{*\Sigma 1} = x_{*c} + x_{*l} + x_{*тв} + x_{*тнн} \quad (7.22)$$

$$x_{*\Sigma 1} = 0,0476 + 0,0234 + 0,033 + 0,46 = 0,564 \text{ О.е.}$$

$$x_{*0\Sigma} = x_{*c} + 3 \cdot x_{*l} + x_{*тв} + x_{*тнн} \quad (7.23)$$

$$x_{*0\Sigma} = 0,0476 + 3 \cdot 0,0234 + 0,033 + 0,46 = 0,611 \text{ О.е.}$$

$$I_{кз}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{1}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}} \quad (7.24)$$

$$I_{кз}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1}{2 \cdot 0,564 + 0,611} = 1,725$$

$$I_{кз}^{(1)} = I_{кз}^{(1)} \cdot I_{\bar{\sigma}} = I_{кз}^{(1)} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}} \quad (7.25)$$

$$I_{кз}^{(1)} = 1,725 \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 9,486 \text{ кА.}$$

Данные расчётов сведены в таблицу 7.1.

Таблица 7.1 – Результаты расчетов токов К.З. в точках К<sub>1</sub>, К<sub>2</sub>, К<sub>3</sub>

	U <sub>н</sub> , кВ	I <sup>(3)</sup> <sub>к</sub> , кА	I <sup>(1)</sup> <sub>к</sub> , кА	I <sub>у к</sub> , кА	K <sub>у</sub>	i <sub>у</sub> , кА	S <sub>к</sub> , МВА
7 К <sub>1</sub>	115	7,069	5,797	10,673	1,8	17,994	1408,044
К <sub>2</sub>	10,5	9,749	9,486	15,999	1,92	26,472	177,300
К <sub>3</sub>	10,5	9,749	9,486	15,999	1,92	26,472	177,300

## 7.2 Расчёт токов КЗ на шинах 10 кВ и 0,4 кВ трансформаторных подстанций (ТП №4)

Для расчёта составлена расчётная схема с указанием точек к.з. и схема замещения (рисунок 7.2).

Далее расчёт идёт в именованных единицах.

### 7.2.1. Параметры расчетной схемы

Система: S<sub>к</sub> = 177,3 МВА; U<sub>н.вн.</sub> = 10,5 кВ.

$$X_c = \frac{U_{н.нн.}^2}{S_k} \cdot 1000 \quad (7.26)$$

$$X_c = \frac{0,4^2}{177,3} \cdot 1000 = 0,902 \text{ мОм}$$

Кабельная линия КЛ1: АСБГ (3×185);

$$R_{КЛ1} = 0,167 \cdot 800 = 133,6 \text{ мОм}; X_{КЛ1} = 0,077 \cdot 800 = 61,6 \text{ мОм}$$

Трансформатор тока ТТ1: (ТПЛ- 200/5);

$$K_{ТТ} = 200/5; R_{ТТ} = 0,42 \text{ мОм}; X_{ТТ} = 0,67 \text{ мОм}$$

Трансформатор: (ТМЗ – 2500/10/0,4 кВА):

$$U_{н.вн.} = 10,5 \text{ кВ}; U_{н.нн.} = 0,4 \text{ кВ}; U_k = 5,5\%$$

Автоматический выключатель АВ1: (тип ВА-75):

$$I_n = 4000 \text{ А}; R_{a1} = 0,1 \text{ мОм}; X_{a2} = 0,05 \text{ мОм}$$

Шинопровод Ш1: (ШМА 68Н-4000А)

$$l = 15 \text{ м}; R_{1ш} = 0,013 \text{ мОм/м}; X_{1ш} = 0,015 \text{ мОм/м}$$

Шина Ш2: (60×8 - 1025А):

$$l = 3 \text{ м}; R_{2ш} = 0,074 \text{ мОм/м}; X_{2ш} = 0,163 \text{ мОм/м}$$

Автоматический выключатель АВ2: (ВА-53)

$I_n=1000$  А;  $R_{a2}=0,25$  мОм;  $X_{a2}=0,10$  мОм

Кабельная линия КЛ2: (до ПР-1) 3 кабеля (**ВББШв**  $3 \times 185+1 \times 70$ ):

$l=200$ м;  $R_{кл2}= 0,115$  мОм/м;  $X_{кл2}= 0,069$  мОм/м

### 7.2.2 Расчёт параметров схемы замещения

Все сопротивления схемы приводятся к  $U_{баз}=0,4$  кВ.

Трансформатор:

$$r_m = \frac{\Delta P_k \cdot U_{HH}^2}{S_H^2};$$

$$r_m = \frac{25 \cdot 0,4^2}{2500^2} = 0,64 \text{ мОм};$$

$$z_m = \frac{U_k \cdot U_{HH}^2}{S_{HT}} \quad (7.27)$$

$$z_m = \frac{5,5 \cdot 0,4^2}{2500} \cdot 10^4 = 3,52 \text{ мОм}$$

$$x_m = x_2 = \sqrt{z_T^2 - r_T^2} \quad (7.28)$$

$$x_m = \sqrt{3,52^2 - 0,64^2} = 3,46 \text{ мОм}$$

Кабельная линия КЛ2:

$R_{кл2}=0,115 \cdot 200/3=7,66$  мОм;  $X_{кл2}=0,069 \cdot 200/3=4,6$  мОм

Шинопровод Ш1: (ШМА 68Н-4000А)

$l=15$ м;  $R_{ш1}= 0,013 \cdot 15=0,195$  мОм;  $X_{ш1}= 0,015 \cdot 15=0,225$  мОм

Шина Ш2: (60×8 - 1025А):

$l=3$ м;  $R_{ш2}= 0,074 \cdot 3=0,222$  мОм;  $X_{ш2}= 0,163 \cdot 3=0,489$  мОм

### 7.2.3 Трёхфазное металлическое К.З. в точке **К4**:

1. Суммарное активное сопротивление:

$$r_s = r_{ТТ1} + r_{кл1} + r_T + r_{шма1} + r_{A1} \quad (7.29)$$

$$r_s = 0,42 + 133,6 + 0,64 + 0,195 + 0,1 = 134,955 \text{ мОм.}$$

2. Суммарное индуктивное сопротивление:

$$x_1 = x_c + x_{кт1} \quad (7.30)$$

$$x_1 = 0,902 + 61,6 = 62,502 \text{ мОм}$$

$$x_\Sigma = x_1 + x_{ТТ1} + x_T + x_{ума1} + x_{A1} \quad (7.31)$$

$$x_\Sigma = 62,05 + 0,67 + 3,46 + 0,225 + 0,05 = 66,445 \text{ мОм.}$$

3. Полное суммарное сопротивление до точки **К4**:

$$Z_\Sigma^3 = \sqrt{R_\Sigma^2 + X_\Sigma^2} \quad (7.32)$$

$$Z_\Sigma^3 = \sqrt{134,955^2 + 66,445^2} = 150,429 \text{ мОм}$$

4. Ток металлического трехфазного К.З.  $I_{км(3)}$  определяется по формуле:

$$I_{км}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 150,429} = 1,53 \text{ кА}$$

5. Трехфазное дуговое К.З:

Ток трехфазного дугового К.З. определяется с использованием коэффициента  $K_c$ . Для момента КЗ ( $K_{c1}$ ) и установившегося КЗ ( $K_{c2}$ ) [9,рис.4.8]

Для полного сопротивления  $Z_\Sigma^{(3)}=150,429$  мОм значения коэффициента следующие:  $K_{c1}=0,94$ ;  $K_{c2}=0,83$

6. Ток трехфазного дугового КЗ определяется по формуле:

$$I_{кд}^{(3)} = I_{км}^{(3)} \cdot K_c \quad (7.33)$$

$$I_{кд}^{(3)} = 1,53 \cdot 0,94 = 1,44 \text{ кА при } t_{кз} \approx 0$$

$$I_{кд}^{(3)} = 1,53 \cdot 0,83 = 1,27 \text{ кА при } t_{кз} \geq 0,05 \text{ с}$$

7. Ударный ток КЗ определяется по формуле:

$$i_{y2} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{км2}^3, \quad (7.34)$$

где:  $K_y=1,0$  – ударный коэффициент, определяется по графику [9,рис.4.6].

$$\frac{X_\Sigma}{R_\Sigma} = \frac{66,445}{134,995} \approx 0,49$$

Определяем:

$$i_y = 1,0 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,53 = 2,164 \text{ кА}$$

7.2.4 Трехфазное металлическое К.З. в точке **К5**:

1. Суммарное активное сопротивление:

$$r_{\Sigma 2} = r_{\Sigma} + r_{A2} + r_{Ш2} + r_{КЛ2} \quad (7.35)$$

$$r_{\Sigma 2} = 134,995 + 0,25 + 0,222 + 7,66 = 143,127 \text{ мОм.}$$

2. Суммарное индуктивное сопротивление:

$$x_{\Sigma 2} = x_{\Sigma} + x_{КЛ2} + x_{Ш2} + x_{A2} \quad (7.36)$$

$$x_{\Sigma 2} = 66,445 + 4,6 + 0,489 + 0,1 = 71,634 \text{ мОм.}$$

3. Полное суммарное сопротивление до точки **К<sub>5</sub>**:

$$Z_{\Sigma}^3 = \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}$$

$$Z_{\Sigma}^3 = \sqrt{143,127^2 + 71,634^2} = 160,052 \text{ мОм}$$

4. Ток металлического трехфазного К.З.  $I_{км(3)}$  определяется по формуле:

$$I_{км}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 160,052} = 1,44 \text{ кА}$$

5. Ток трехфазного дугового КЗ определяется как:

$$I_{к\delta}^{(3)} = 1,44 \cdot 0,94 = 1,354 \text{ кА при } t_{кз} \approx 0$$

$$I_{к\delta}^{(3)} = 1,44 \cdot 0,84 = 1,210 \text{ кА при } t_{кз} \geq 0,05 \text{ с.}$$

6. Ударный ток КЗ определяется:

$$\frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma}} = \frac{71,634}{143,127} \approx 0,5$$

Этому значению соответствует  $K_y = 1,0$  [9, рис.4.6].

Определяем:

$$i_y = 1,0 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,44 = 2,036 \text{ кА}$$

Таблица 7.2 – Результаты расчетов токов К.З. в точках К<sub>4</sub>, К<sub>5</sub>

Точка КЗ	$U_{н}, \text{кВ}$	$Z_{\Sigma}^{(3)}, \text{мОм}$	$I_{к}, \text{кА}$	$I_y, \text{кА}$	$K_y$
<u>К<sub>4</sub></u>	0,4	150,429	1,53	2,164	1,0
<u>К<sub>5</sub></u>	0,4	160,052	1,44	2,036	1,0

Аналогично производится расчет для точек К<sub>6</sub>, К<sub>7</sub>, результат которого сведен в таблицу 7.3.

Таблица 7.3 – Результаты расчетов токов К.З. в точках К<sub>6</sub>, К<sub>7</sub>

Точка КЗ	$U_{н}, \text{кВ}$	$Z_{\Sigma}^{(3)}, \text{мОм}$	$I_{к}, \text{кА}$	$I_y, \text{кА}$	$K_y$
<u>К<sub>6</sub></u>	0,4	267,549	0,863	1,220	1,0
<u>К<sub>7</sub></u>	0,4	284,469	0,81	1,145	1,0



## 8 Выбор электрических аппаратов и проводников

### 8.1 Выбор кабелей на 110кВ

а) Определение расчетного тока в нормальном режиме:

$$I_{\text{норм}} = \frac{1,4 \cdot S}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (7.37)$$

$$I_{\text{норм}} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 281,14 \text{ А}$$

б) Выбор сечения жил кабелей по экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{р.л}}}{j_{\text{эк}}} \quad (7.38)$$

Результаты расчетов сведены в таблицу 8.1.

Таблица 8.1 – Параметры кабельной линии

Расчетные сечения, мм <sup>2</sup>	Стандартные сечения, мм <sup>2</sup>	Длительно допустимый ток, А
$F_{\text{э}l} = 281,1/1,2 = 234,28$	240	533

Выбираем кабель ПвПГ 3(1×240).

### 8.2 Выбор кабелей на 10 кВ

Таблица 8.2

№ пп	Потребитель	Расч. ток, А	Расчетные сечения, мм <sup>2</sup>	Кабель	Длительно допустимый ток, А	
1	ТП №7	123,17	102,64	АСБГ (3*120)	185	
2	ТП №1	192,45	160,38	АСБГ (3*185)	235	
3	ТП №2	76,98	64,15	АСБГ (3*70)	130	
4	ТП №3	192,45	160,38	АСБГ (3*185)	235	
5	ТП №4	192,45	160,38	АСБГ (3*185)	235	
6	ТП №6	ТП №6-1	123,17	102,64	АСБГ (3*120)	185
		ТП №6-2	123,17	102,64	АСБГ (3*120)	185
7	ТП №8	123,17	102,64	АСБГ (3*120)	185	
8	СД 1600 кВт	123,17	102,64	АСБГ (3*120)	185	

### 8.3 Выбор трансформатора тока на 110кВ

Трансформатор тока выбирается по следующим параметрам:

1. Номинальному напряжению

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \quad (7.39)$$

$$U_{уст} = 110 \leq U_{ном} = 110 \text{ кВ}$$

2. Номинальному длительному току:

$$I_{норм} \leq I_{ном} \quad (7.40)$$

$$I_{р.норм} = 281,14 \text{ А}$$

$$I_{ном} = 300 \text{ А}$$

$$I_{норм} = 281,14 \text{ А} \leq I_{ном} = 300 \text{ А}$$

3. Предельному сквозному току к.з.:

$$I_{н.о} \leq I_{пр.с} \quad i_{уд} \leq i_{пр.с} \quad (7.41)$$

$$i_{уд} = 10,673 \text{ кА}$$

$$i_{пр.с} = 25 \text{ кА}$$

$$i_{уд} = 10,673 \leq i_{пр.с} = 25 \text{ кА}$$

4. Тепловому импульсу – на термическую стойкость:

$$B_k \leq B_{ном} \quad (7.42)$$

$$B_k = I_n^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (7.43)$$

$$B_k = 7,069^2 \cdot (0,085 + 0,05) = 6,49 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{ном} = I_{ном}^2 \cdot t_m \cdot K_m^2 \quad (7.44)$$

$$B_{ном} = 300^2 \cdot 25^2 \cdot 3 = 168,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где:  $t_m$  – длительность протекания тока термической устойчивости;  $t_{отк} = 0,085$  с;  $T_a = 0,05$  с.

$$B_k = 6,49 \leq B_{ном} = 168,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Таблица 8.3

№	Условия выбора	Расчет	Каталог
1	$U_{уст} \leq U_{ном}$	110 кВ	110 кВ
2	$I_{РАБ} \leq I_{НОМ}$	281,14 А	300 А
3	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$	15,378 кА	25 кА
4	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T = B_{к.ном}$	6,49 кА <sup>2</sup> ·с	168,75 кА <sup>2</sup> ·с

5. Вторичная нагрузка

Таблица 8.4 – Данные приборов

Прибор	Тип	S прибора (В·А)
Амперметр, А	ЭА 0702	0,1

Сопротивление прибора:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\Sigma \text{приб}}}{I_2^2} \quad (7.45)$$

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

где:  $I_2$  - вторичный номинальный ток прибора;  $S_{\Sigma \text{пр}}$  – мощность, потребляемая приборами;  $r_2 = 1,2 \text{ Ом}$ .

$$R_{\text{пров}} = r_2 - R_{\text{приб}} - R_{\kappa}, \quad (7.46)$$

$$R_{\text{пров}} = 1,2 - 0,004 - 0,1 = 1,096 \text{ Ом}$$

где:  $R_{\kappa} = 0.1$  – переходное сопротивление контактов;  $R_{\text{пр}}$  – сопротивление проводов;  $\rho = 1,7 \cdot 10^{-2} \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$  – удельное сопротивление для меди.

$$1,01 \text{ мм}^2 \leq 4 \text{ мм}^2 \leq 6 \text{ мм}^2 \rightarrow \text{Принимаем } S_{\text{пров}} = 4 \text{ мм}^2$$

Выбираем трансформатор тока **ТВТ-110-300/5**

где: ТВТ – трансформатор тока встроенный в силовой трансформатор;

#### 8.4 Выбор ограничителей перенапряжения

На напряжение:

- 110 кВ – **ОПНп-110/550/56 – УХЛ1**;
- 10 кВ – **ОПНп -10/550/10,5- УХЛ1**

где: О – ограничитель; П – перенапряжение; Н – нелинейный; 10, 110 – номинальное напряжение, кВ; 56, 10,5 – длительно допустимое напряжение; 550 – ток пропускной способности, А.

#### 8.5 Выбор заземлителей

Для создания искусственного короткого замыкания в нейтрали трансформатора устанавливается однополюсный заземлитель.

Таблица 8.5

Параметр	Условие	Расч. данные	Пасп. данные
По напряжению	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \text{ кВ}$	110	110
По эл-дин. стойк-ти	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}, \text{ кА}$	10,673	80
По терм. стойк-ти	$B_{\kappa} \leq I_t^2 \cdot t_{\tau}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	6,49	576

Таким образом, для заземления нейтрали трансформатора применяем однополюсный заземлитель **ЗОН-110М** с приводом ПРН-11У.

## 8.6 Выбор опорных изоляторов

Выбор которых происходит по следующим параметрам.

1. Номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$U_{уст} = 10 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 10 \text{ кВ}$$

2. Допустимой нагрузке на головку опорного изолятора

$$F_{расч} \leq 0.6 \cdot F_{разр} \quad (7.47)$$

При горизонтальном или вертикальном расположении изоляторов всех фаз расчетная нагрузка определяется:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{d} \cdot K_n \cdot L_{из} \cdot 10^{-7} \quad (7.48)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{26,472^2}{170} \cdot 1 \cdot 1.73 \cdot 10^{-7} = 1,23 \cdot 10^{-3} \text{ кН}$$

$$F_{разр} = 0,6 \cdot 6 = 3,6 \text{ кН}$$

где:  $d$  – расстояние между фазами ( $=1.7$  м);  $K_n$  – поправочный коэффициент на высоту шин;  $L_{из}$  – расстояние между изоляторами ( $=1.73$  м).

$$F_{расч} = 1,23 \cdot 10^{-3} \text{ кН} \leq 0.6 \cdot F_{разр} = 0.6 \cdot 6 = 3,6 \text{ кН}$$

Выбираем опорный изолятор **ОСК -10**

где: О – опорный; С – стержневой; К – кремнеорганическая резина.

## 8.7 Выбор проходных изоляторов

1. По номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$U_{уст} = 10 \leq U_{ном} = 10 \text{ кВ}$$

2. Допустимой нагрузке на головку опорного изолятора:

$$F_{расч} \leq 0.6 \cdot F_{разр}$$

При горизонтальном или вертикальном расположении изоляторов всех фаз расчетная нагрузка определяется:

$$F_{расч} = 0.865 \cdot \frac{i_y^2}{d} \cdot K_n \cdot L_{из} \cdot 10^{-7}$$

$$F_{расч} = 0,865 \cdot \frac{26,472^2}{170} \cdot 1 \cdot 1,73 \cdot 10^{-7} = 0,6 \cdot 10^{-3} \text{ кН}$$

$$F_{разр} = 3 \cdot 0,6 = 1,8 \text{ кН}$$

где:  $d$  – расстояние между фазами (=170 см);  $K_n = 1$  – поправочный коэффициент на высоту шин, если они расположены на «ребро»;  $L_{из}$  – расстояние между изоляторами (=1.73 м).

$$F_{расч} = 0,6 \cdot 10^{-3} \text{ кН} \leq F_{разр} = 1,8 \text{ кН}$$

Выбираем проходной изолятор **ИП – 10 / 2000**

## 8.8 Выбор жестких шин

### 1. Номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$U_{уст} = 10 \leq U_{ном} = 10 \text{ кВ,}$$

где  $i_{эк} = 1.1$  (А/мм<sup>2</sup>) – для алюминиевых проводников.

$$S_{эк} = \frac{I_{раб.ном}}{i_{эк}} \tag{7.49}$$

$$S_{эк} = \frac{1539,6}{1,1} = 1399,63 \text{ мм}^2$$

$$I_{раб.ном} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n} \tag{7.50}$$

$$I_{раб.ном} = \frac{40000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1539,6 \text{ А}$$

где  $I_{дон} = 2400$  А – ток 2 полосной медной шины сечением 800 мм<sup>2</sup> .

$$I_{раб.ном} = 1539,6 \text{ А} \leq I_{дон} = 2400 \text{ А}$$

Выбираем медную шину сечением 800 мм<sup>2</sup> с размерами 80 –10 (2 ПОЛОСЫ).

Изменением  $L$  и  $S$  определяется частота собственных колебаний для шин по условию исключения механического резонанса  $f_0 > 200$  Гц из выражения:

$$f_0 = \frac{173,2}{L^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{S}} \quad (7.51)$$

где:  $L$  – длина пролета между изоляторами (= 1м);  $J$  – момент инерции;  $S$  – сечение шин (= 800 мм<sup>2</sup>).

Находим момент инерции:

$$J = \frac{b^3 \cdot h}{12} \quad (7.52)$$

$$J = \frac{8^3 \cdot 1}{12} = 42,66 \text{ см}^4$$

$$f_0(200 \text{ Гц}) = \frac{173,2}{L^2} \sqrt{\frac{42,66}{8}} = 400 \text{ Гц} > 200 \text{ Гц} ,$$

где:  $L = \sqrt{\frac{400}{200}} = 1,41 \text{ м}$  - предельное расстояние между изоляторами.

### 8.9 Выбор ячеек КРУ и выключателей на 10кВ

Для установки принимается КРУ серии **К – 63** Самарского завода “Электроцит” со следующими техническими характеристиками (характеристики зависят от установленного оборудования и могут меняться по желанию заказчика):

- Номинальное напряжение (линейное), кВ при частоте тока 50 Гц: 6,0
- Наибольшее рабочее напряжение (линейное), кВ: 7,2
- Номинальный ток главных цепей ячеек КРУ, А: 3150
- Номинальный ток обкл. выключателя, встроенного в КРУ, кА: 31,5
- Ток термической стойкости, при времени протекания 3 с, кА: 31,5
- Номинальный ток электродинамической стойкости, кА: 80
- Уровень изоляции по ГОСТ 1516.1 – 76 уровень «б»
- Вид изоляции: воздушная, твердая, комбинированная
- Вид линейных высоковольтных подсоединений: кабельные

- Условия обслуживания: с двухсторонним обслуживанием
- Степень защиты ячеек КРУ: IP20
- Габаритный размеры высоковольтных ячеек без шинопровода, высота/глубина/ширина, мм не более: 2268/1450/750
- Масса, кг, не более: 600

В ячейке КРУ «К- 63» устанавливается вакуумный выключатель, выбираемый по следующим параметрам:

1. Номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$U_{уст} = 10 \leq U_{ном} = 10 \text{ кВ}$$

2. Номинальному длительному току:

$$I_{ном} \leq I_{ном}$$

$$I_{ном} = \frac{1,4 \cdot 40000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 1539,6 \text{ А}$$

$$I_{ном} = 1600 \text{ А}$$

$$I_{ном} = 1539,6 \leq I_{ном} = 1600 \text{ А}$$

3. Отключающей способности:

- а) на симметричный ток отключения:

$$I_{n\tau} \leq I_{откл.ном}$$

$$I_{n\tau} = I_{n,o} = 9,749 \text{ кА}$$

$$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$$

$$I_{n\tau} = 9,749 \leq I_{откл.ном} = 20 \text{ (кА)}$$

- б) на отключение аperiodической составляющей тока к.з.:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.ном}$$

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном} \tag{7.53}$$

$$i_{a,\tau} = \beta \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} \tag{7.54}$$

где:  $i_{a,\tau}$  – номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ ;  $\beta_{ном} \approx 0.35$  – номинальное

значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе (определяется по кривым [3, рис. 2.37]).

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 20 = 9,89 \text{ кА}$$

$$i_{a.т} = \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 9,749 = 4,82 \text{ кА}$$

$$i_{a.т} = 4,82 \leq i_{a.ном} = 9,89 \text{ кА}$$

4. Предельному сквозному току к.з. – на электродинамическую стойкость

$$I_{n.o} \leq I_{нр.с} \quad i_{yд} \leq i_{нр.с}$$

где:  $i_{нр.с} = 52 \text{ кА}$  – предельный сквозной ток (выбирается из справочника;  $i_{yд} = 26,472 \text{ кА}$  – наибольшее начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з.

$$i_{yд} = 27,4 \leq i_{нр.с} = 52 \text{ кА}$$

5. Тепловому импульсу на термическую стойкость:

$$B_{к} \leq B_{ном}$$

$$B_{к} = 9,749^2 \cdot (0,03 + 0,01) = 3,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{ном} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где:  $I_{тер}$  – предельный ток термической устойчивости (по справочнику);  $t_m$  – длительность протекания тока термической устойчивости;  $t_{отк} = 0,03 \text{ с}$ ;  $T_a = 0,01 \text{ с}$ .

$$B_{к} = 3,8 \leq B_{ном} = 1200 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

Таблица 8.6

№	Условия выбора	Расчет	Каталог
1	$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
2	$I_{РАБ} \leq I_{НОМ}$	1539,6 А	1600 А
3	$I_{n.o} \leq I_{нр.с}$	26,472 кА	52 кА
4	$I_{n.т} \leq I_{откл.ном}$	9,749 кА	20 кА
6	$i_{a.т} \leq i_{a.ном}$	4,82 кА	9,89 кА
7	$B_{к} \leq I_T^2 \cdot t_T = B_{к.ном}$	3,8 кА <sup>2</sup> ·с	1200 кА <sup>2</sup> ·с

Выбираем: Вакуумный выключатель ВБУ-10-20/1600

Производитель: Самарский завод «Электроцит»



## 8.10 Выбор КРУ и выключателя потребителей 10кВ

Таблица 8.7

№	Потребитель		Расч. ток, А	Выключатель	Кол-во	КРУ
1	ТП №7 (1600/10/0,4)		123,17	ВБУПЗ-10-20/1000	2	К-63
2	ТП №1 (2500/10/0,4)		192,45	ВБУПЗ-10-20/1000	2	К-63
3	ТП №2 (1000/10/0,4)		76,98	ВБУПЗ-10-20/1000	2	К-63
4	ТП №3 (2500/10/0,4)		192,45	ВБУПЗ-10-20/1000	2	К-63
5	ТП №4 (2500/10/0,4)		192,45	ВБУПЗ-10-20/1000	2	К-63
6	ТП №6	ТП№6-1(1600/10/0,4)	123,17	ВБУПЗ-10-20/1000	2	К-63
		ТП№6-2(1600/10/0,4)	123,17	ВБУПЗ-10-20/1000	2	К-63
7	ТП №8 (1600/10/0,4)		123,17	ВБУПЗ-10-20/1000	2	К-63
8	СД 1600 кВт		123,17	ВБУПЗ-10-20/1000	12	К-63

## 8.11 Выбор трансформатора тока на 10 кВ

1. Номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$U_{уст} = 10 \leq U_{ном} = 10 \text{ (кВ)}$$

2. Номинальному длительному току:

$$I_{норм} \leq I_{ном}$$

$$I_{норм} = \frac{1,4 \cdot 40000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 1539,6 \text{ А}$$

$$I_{ном} = 3000 \text{ А}$$

$$I_{норм} = 1539 \leq I_{ном} = 3000 \text{ (А)}$$

3. Предельному сквозному току к.з. – на электродинамическую стойкость

$$I_{н.о} \leq I_{нр.с} \quad i_{уд} \leq i_{нр.с}$$

где:  $I_{нр.с} = 128 \text{ кА}$  – предельный сквозной ток (выбирается из справочника);

$I_{н.о} = 26,472 \text{ кА}$  – наибольшее начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з.

$$I_{н.о} = 26,472 \leq I_{нр.с} = 128 \text{ (кА)}$$

4. тепловому импульсу – на термическую стойкость:

$$B_k = 9,749^2 \cdot (0,075 + 0,01) = 8,079 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{ном} = 3000^2 \cdot 40^2 \cdot 3 = 43200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где:  $t_m$  – длительность протекания тока термической устойчивости;  $t_{отк} = 0,075$  с;  $T_a = 0,01$  с.

$$B_k = 8,079 \leq B_{ном} = 43200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таблица 8.8

№	Условия выбора	Расчет	Каталог
1	$U_{уст} \leq U_{ном}$	10,5 кВ	10,5 кВ
2	$I_{РАБ} \leq I_{ном}$	1539,6 А	3000 А
3	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$	26,472 кА	128 кА
4	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T \cdot K_m^2 = B_{к.ном}$	8,079 кА <sup>2</sup> ·с	43200 кА <sup>2</sup> ·с

5. Вторичная нагрузка

Таблица 8.9 – Данные приборов

Прибор	Тип	S прибора (В·А)
Амперметр, А	ЭА–0702	0,1
Ваттметр	Д-335	0,5
Варметр	Д-365	0,5
Счетчик активной энергии	ЦЭ6822	2,5
Счетчик реактивной энергии	«Энергомера»	2,5
ИТОГО:		6,1

Выбираем трансформатор тока **ТПЛ– 10 - 3000/5.**

## 8.12 Выбор трансформатора напряжения

Таблица 8.10 – Данные приборов

Прибор	Тип	S прибора (В·А)
Вольтметр	ЭА – 0702	1·4
Ваттметр	Д – 305	1·0,5
Варметр	Д – 305	1·0,5
Счетчик активной энергии	ЦЭ6822	29·2,5
Счетчик реактивной энергии	«Энергомера»	29·2,5
		$S_{\Sigma пр} = 150 \text{ В} \cdot \text{А}$

### 1. Номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$U_{уст} = 10 \leq U_{ном} = 10 \text{ кВ}$$

### 2. Вторичной нагрузке

$$S_{\Sigma пр} \leq S_{ном}$$

где:  $S_{\Sigma пр}$  – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

$$S_{ном} = 150 \text{ В}\cdot\text{А}$$

$$S_{\Sigma пр} = 150 \leq S_{ном} = 200 \text{ (В}\cdot\text{А)}$$

Выбираем трансформатор напряжения **НАМИТ-10** трехфазный с естественным охлаждением встроенный в КРУ класса точности 0,5, антирезонансный.

## 8.13 Выбор ТТ потребителей 10 кВ

Таблица 8.11

№	Потребитель		Расч. ток, А	ТТ	Кол-во	Параметры
1	ТП №7 (1600/10/0,4)		123,17	ТПЛ-10	2	150/5
2	ТП №1 (2500/10/0,4)		192,45	ТПЛ-10	2	200/5
3	ТП №2 (1000/10/0,4)		76,98	ТПЛ-10	2	100/5
4	ТП №3 (2500/10/0,4)		192,45	ТПЛ-10	2	200/5
5	ТП №4 (2500/10/0,4)		192,45	ТПЛ-10	2	200/5
6	ТП №6	ТП№6-1(1600/10/0,4)	123,17	ТПЛ-10	2	150/5
		ТП№6-2(1600/10/0,4)	123,17	ТПЛ-10	2	150/5
7	ТП №8 (1600/10/0,4)		123,17	ТПЛ-10	2	150/5
8	СД 1600 кВт		123,17	ТПЛ-10	12	150/5

## 8.14 Выбор предохранителей на 10 кВ

Предохранители выбираются для защиты трансформаторов напряжения по следующим условиям:

Номинальному напряжению  $U_{уст} < U_{ном}$

Номинальному току  $I_n < I_n$

На стороне НН:

$$I_{\text{раб}} = \frac{0,05}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,003 \text{ А} < I_M = 3,2 \text{ А}$$

Выбираем **ПКТ – 101 – 12,5**.

## 8.15 Выбор аппаратов и оборудования на 0.4 кВ

### 8.15.1 Выбор автоматического выключателя 0.4 кВ

Автоматический выключатель выбирается по следующим параметрам:

1. Номинальному напряжению:

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

$$0,4 = 0,4 \text{ кВ.}$$

2. Номинальному току:

$$I_p \leq I_{\text{ном}}$$

$$I_p = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2309,4 \text{ А}$$

$$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$$

$$2309,4 \leq 2500 \text{ А}$$

3. Конструктивному исполнению:

Для установки предлагается выключатель ВА-47 характеристиками:

- непрерывный рабочий ток  $I_n = 2500 \text{ А}$ ;
- настраиваемый расцепитель перегрузки  $(0,4 - 1) I_n$ ;
- настраиваемый расцепитель КЗ  $(1,5 - 10) I_n$ ;
- выключающая способность (в зависимости от заказа): нормальная – 40 кА, средняя – 65 кА, высокая – 100 кА.

### 8.15.2 Выбор КРУ 0,4 кВ

Для установки в цехах принимаются КТП Самарского завода «Электрощит». РУ 0,4 кВ выполняется шкафами ШН – 4. Шкафы ШН – 4 в зависимости от заказа, можно укомплектовать необходимым оборудованием.

## 9 Собственные нужды подстанции

В зависимости от типа, мощности подстанции питание потребителей собственных нужд осуществляется от специально установленных трансформаторов. На двухтрансформаторной подстанции устанавливается два ТСН. К потребителям собственных нужд подстанции относятся оперативные цепи, электродвигатели устройств охлаждения силовых трансформаторов, компрессоров, подогрев выключателей и приводов, и КРУ-10, зарядное устройство, вентиляции, отопление, освещение и т.д.

На ПС с оперативным переменным током трансформатор собственных нужд присоединяется отпайкой к вводу главного трансформатора. Это необходимо для возможности управления выключателем 10 кВ при полной потере напряжения на шинах 10 кВ. Шины 0.4 кВ секционируются.

Таблица 9.1 – Данные собственных нужд подстанции

№ п/п	Вид потребителя собственных нужд подстанции.	Мощность, кВт
1	Охлаждение для трансформатора	$2 \cdot 14 = 14 \text{ кВт}$
2	Подогрев релейного шкафа	$0,5 \cdot 44 = 22 \text{ кВт}$
3	ЗРУ 10 кВ совмещенного с ОПУ	20 кВт
4	Освещение ОРУ 110 кВ	4 кВт
5	Здание разъездного персонала	10 кВт
6	Подзарядно-зарядный агрегат	$2 \cdot 10 \text{ кВт}$
	Итого:	100,5 кВт

Потребляемая мощность с учетом коэффициента загрузки ( $K=0.85$ ):

$$S = \sum P \cdot K_{\text{загр}} \quad (9.1)$$

$$S = 100,5 \cdot 0,85 = 85,42 \text{ кВА}$$

Для заданной подстанции выбираем два трансформатора по 63 кВА.

При  $S = \max$ , каждый трансформатор загружен на 60%

Для защиты трансформатора выбираем предохранители

$$1. U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \quad 10 \leq 10 \text{ (кВ)}$$

$$2. I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}} \quad 3.5 < 30 \text{ А}$$

Выбираем: предохранитель **ПКН – 10,5 - 30 – 20.**

## 10 Релейная защита и автоматика

### 10.1 Защита линий электропередач

Защита линий осуществляется в зависимости от схемы питания, числа линий, их конструктивного исполнения и т.д.

Для парных линий двухстороннего питания используются: поперечно дифференциальная защита; МТЗ; МТЗ каскадного действия в сочетании с защитой минимального напряжения; средства автоматики АПВ и АВР.

Для защиты кабельных линий одностороннего питания рекомендуется применять токовые отсечки без вдержки времени. Кабельные линии защищаются от замыканий на землю, для чего используются трансформаторы тока нулевой последовательности с действием на сигнал.

### 10.2 Защита трансформаторов

Согласно требованиям ПУЭ, ПТЭЭП для трансформаторов, устанавливаемых в сетях напряжением 10 кВ, должны предусматриваться следующие устройства РЗ: от междуфазных КЗ в обмотках и на выводах, витковых замыканий – выполняется в виде продольной диф. защиты, действующей на отключение; для защиты от витковых замыканий, междуфазных замыканий внутри кожуха трансформатора, пожара в стали и т.д, сопровождающихся выделением газа и понижением уровня масла предусматривается газовая защита; защита от токов в обмотках при внешних КЗ и перегрузок осуществляется МТЗ.

#### 10.2.1 Расчет токов короткого замыкания

Расчет выполним в именованных единицах, все величины определяем для начального момента КЗ. Сопротивления нагрузки и переходные сопротивления в местах КЗ не учитываем.

Сопротивление системы:

$$x_c = \frac{U_{НОМ.ВН}^2}{S_k^{(3)}} \quad (9.2)$$

$$x_c = \frac{115^2}{2500} = 5,29 \text{ Ом},$$

$$x_{c \min} = \frac{115^2}{5000} = 2,645 \text{ Ом},$$

$$x_{c \max} = \frac{115^2}{1500} = 8,817 \text{ Ом}.$$

Сопротивление КЛ:

$$x_{КЛ} = x_0 \cdot l \quad (9.3)$$

$$x_{КЛ} = 0,126 \cdot 25 = 3,15 \text{ Ом}.$$

Сопротивление трансформатора:

$$x_{T.BH} = \frac{U_{K.BH}}{100} \cdot \frac{U_{НОМ.BH}^2}{S_{T.НОМ}} \quad (9.4)$$

$$x_{T.BH} = \frac{0,125 \cdot 10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 4,34 \text{ Ом},$$

$$x_{T.HH} = \frac{U_{K.HH}}{100} \cdot \frac{U_{НОМ.HH}^2}{S_{T.НОМ}} \quad (9.5)$$

$$x_{T.HH} = \frac{1,75 \cdot 10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 60,75 \text{ Ом}.$$

Суммарное сопротивление:

$$x_{\Sigma} = x_c + x_{кл} + x_{T.BH} + x_{T.HH} \quad (9.6)$$

$$x_{\Sigma} = 6,298 + 3,150 + 4,34 + 60,752 = 73,54 \text{ Ом}.$$

Трёхфазный ток при внешнем КЗ:

$$I_{K.BH}^{(3)} = \frac{U_{НОМ.BH}}{\sqrt{3} \cdot x_{\Sigma}} \quad (9.7)$$

$$I_{K.BH}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 73,54} = 0,902 \text{ кА},$$

$$I_{K.HH}^{(3)} = I_{K.BH}^{(3)} \cdot \frac{U_{BH}}{U_{HH}} \quad (9.8)$$

$$I_{K.HH}^{(3)} = 0,902 \cdot \frac{115}{10,5} = 9,88 \text{ кА}.$$

Для трансформаторов с РПН следует учитывать изменения сопротивления ВН в зависимости от положения регулятора РПН:

$$x_{T.BH \min} = \frac{U_{K.\min}}{100} \cdot \frac{U_{\min.BH}^2}{S_{T.HOM}} = \frac{U_{K.\min} \cdot [U_{cp.BH} \cdot (1 - \Delta U_{РПН} / 100)]^2}{100 \cdot S_{T.HOM}} \quad (9.9)$$

$$x_{T.BH \min} = \frac{9,59 \cdot 115 \cdot (1 - 16 / 100)^2}{100 \cdot 40} = 22,372 \text{ Ом},$$

$$x_{T.BH \max} = \frac{U_{K.\max}}{100} \cdot \frac{U_{\max.BH}^2}{S_{T.HOM}} = \frac{U_{K.\max} \cdot [U_{cp.BH} \cdot (1 + \Delta U_{РПН} / 100)]^2}{100 \cdot S_{T.HOM}} \quad (9.10)$$

$$x_{T.BH \max} = \frac{11,46 \cdot 115 \cdot (1 + 16 / 100)^2}{100 \cdot 40} = 50,98 \text{ Ом}.$$

Ток короткого замыкания в максимальном режиме:

$$I_{к.\max.BH}^{(3)} = \frac{U_{cp.BH} \cdot (1 - \Delta U_{РПН} / 100)}{\sqrt{3} \cdot (x_{c.\min} + x_{T.BH.\min} + x_{кл})} \quad (9.11)$$

$$I_{к.\max.BH}^{(3)} = \frac{115 \cdot (1 - 16 / 100)}{\sqrt{3} \cdot (2,645 + 22,372 + 3,150)} = 1,979 \text{ кА},$$

$$I_{к.\max.HH}^{(3)} = I_{к.\max.BH}^{(3)} \cdot \frac{U_{cp.BH} \cdot (1 - \Delta U_{РПН} / 100)}{U_{HH}} \quad (9.12)$$

$$I_{к.\max.HH}^{(3)} = 1,979 \cdot \frac{115 \cdot (1 - 16 / 100)}{10,5} = 15,541 \text{ кА}.$$

Ток короткого замыкания в минимальном режиме:

$$I_{к.\min.BH}^{(3)} = \frac{U_{cp.BH} \cdot (1 + \Delta U_{РПН} / 100)}{\sqrt{3} \cdot (x_{c.\min} + x_{T.BH.\max} + x_{кл})} \quad (9.13)$$

$$I_{к.\min.BH}^{(3)} = \frac{115 \cdot (1 + 16 / 100)}{\sqrt{3} \cdot (8,817 + 50,98 + 3,150)} = 1,223 \text{ кА},$$

$$I_{к.\min.HH}^{(3)} = I_{к.\min.BH}^{(3)} \cdot \frac{U_{cp.BH} \cdot (1 + \Delta U_{РПН} / 100)}{U_{HH}} \quad (9.14)$$

$$I_{к.\min.HH}^{(3)} = 1,223 \cdot \frac{115 \cdot (1 + 16 / 100)}{10,5} = 16,227 \text{ кА}.$$

Расчеты сведены в таблицу 10.1.



Таблица 10.1

Мощность трансформатора (МВА) и напряжение обмоток (кВ)	Мощность КЗ системы, МВА	Ток трёхфазного КЗ на шинах подстанции, А	
		115 кВ	10,5 кВ
$S_{T.ном} = 40$ МВА $U_{ВН} = 115$ кВ $U_{НН} = 10,5$ кВ	$S_{K.max} = 5000$	1979	18270
	$S_K = 2500$	902	9880
	$S_{K.min} = 1500$	1223	15541

### 10.2.2 Выбор трансформаторов тока

Первичный ток обмотки ТА:

$$I_1 = 200,82 \text{ А.}$$

Выбор и проверка трансформатора тока представлены в приложении А.

### 10.2.3 Расчет дифференциальной токовой защиты трансформаторов с реле типа ДЗТ-11

Продольная дифференциальная защита выполняется на всех трансформаторах мощностью 40 МВА и более. Трансформаторы тока для продольной дифференциальной защиты должны устанавливаться со всех сторон защищаемого трансформатора. Коэффициенты трансформации и схемы соединения трансформаторов тока выбираются с учетом соединения обмоток для выравнивания токов в цепи дифференциальной защиты.

Расчет дифференциальной токовой защиты трансформатора с расщепленной обмоткой ТРДН 40000/110/10 приведен в приложение Б.

### 10.2.4 Расчет максимальной токовой защиты, защиты от перегрузки, уставки реле обдувки и реле токовой блокировки регулятора трансформаторов

Расчет сведен в приложение В.

### 10.2.5 Расчет максимальной токовой защиты секционных выключателей сборных шин напряжением 10 кВ ГПП

Расчет представлен в приложении 4.

## 11 Расчёт защитного заземления подстанции

Исключительно все металлоконструкции, а также нетоковедущие части силового оборудования (металлические корпуса) в соответствии с действующими требованиями к электроустановкам должны быть заземлены. Заземление подстанции можно подразделить на естественное и искусственное. К искусственным относятся различные металлические конструкции строительных сооружений, а также арматура и т.д.

В распределительных устройствах различного класса напряжения, равно, как и в подстанциях, заземляющие устройства предназначены для:

- обеспечения оперативному и ремонтному персоналу защиты от попадания под действие электрического тока при прикосновении к металлоконструкциям или металлическим корпусам оборудования, которые в нормальном режиме работы не должны находиться под воздействием электрического тока, но могут в случае пробоя диэлектрической изоляции;

- создания защитного заземления трансформаторному оборудованию с выведенной нейтралью;

- присоединения защитной аппаратуры, обеспечивающей нормальное функционирование при внешних и внутренних перенапряжениях;

Как было описано ранее, заземление может быть как искусственным, так и естественным. Естественным заземлителем могут выступать заземлители опор воздушных линий электропередачи, присоединенные с заземляющим устройством грозозащитным тросом. Искусственное заземление изготавливаются в виде ортогональных и горизонтальных металлических стержней или полос.

Размещение ортогональных металлических стержней должно быть выполнено по периметру территории подстанции и внутри таким образом, чтобы весь электрический потенциал распределялся однородно по всей территории главной понизительной подстанции. Для этого на площади распределительного устройства осуществляют закладку металлических полос с

заглублением от 0,5 до 0,7 м вдоль установленного силового оборудования и аппаратов со стороны сервисного обслуживания на удалении от 0,8 до 1 метра. Возможное увеличение заданных параметром от фундаментов до 1,5 метров с монтажом одного заземляющего контура для нескольких рядов электротехнического оборудования, если лицевые стороны данного оборудования установлены друг напротив друга на расстоянии не более 3,0м.

Заземляющее устройство могут быть выполнены не только в виде контуров, но и в качестве заземляющей сетки. Металлические стержни длиной от 3 до 5 метров обычно вбивают в узловых соединениях заземляющей сетки.

Для главных понизительных подстанций основным напряжением 6-35кВ заземляющее устройство изготавливают в виде прямоугольника из металлической полосы, соединенной с ортогональными заземлителями.

Для проектируемой ГПП используем в расчете следующие параметры:

длина стержней:	$l = 5 \text{ м};$
диаметр стержней:	$d = 0,95 \cdot b = 0,0475 \text{ м};$
расстояние между стержнями:	$a = 10 \text{ м};$
сопротивление заземления:	$R_z = 0,5 \text{ Ом};$
глубина заложения полосы:	$t = 0,7 \text{ м};$
удельное сопротивление грунта:	$r = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$

Определяем сопротивление одного вертикального стержня:

$$R_c = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч}}{l} \cdot \left[ \lg\left(\frac{2 \cdot l}{d}\right) + \frac{1}{2} \cdot \lg\left(\frac{4 \cdot t' + l}{4 \cdot t' - l}\right) \right], \quad (15)$$

где:  $t' = \frac{t+l}{2 \cdot 1} \approx 3 \text{ м};$   $K_c = 1.25$  – коэффициент сезонности (для климатической зоны II);  $\rho_{расч} = \rho_{гр} \cdot K_c = 100 \cdot 1.25 = 125 \text{ Ом}$  – расчётное сопротивление грунта.

$$R_c = \frac{0,366 \cdot 125}{5} \cdot \left[ \lg\left(\frac{10}{0,95 \cdot 0,05}\right) + \frac{1}{2} \cdot \lg\left(\frac{16}{8}\right) \right] = 22,63 \text{ Ом}.$$

Определяем необходимое количество вертикальных стержней:

$$N_c = \frac{R_c}{R_3 \cdot n_c}, \quad (16)$$

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

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

Определяем сопротивление заземляющей полосы:

$$R_{II} = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч.г}}{L} \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot L^2}{b \cdot t}\right), \quad (17)$$

$$R_{II} = \frac{0,366 \cdot 450}{160} \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 160^2}{0,04 \cdot 0,5}\right) = 15,18 \text{ Ом}$$

где:  $L = A + B \cdot 2 = 35 + 45 \cdot 2 = 160 \text{ м}$  – периметр подстанции;

$\rho_{расч.г} = \kappa'_c \cdot \rho_{сп} = 4,5 \cdot 100 = 450 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ , определяется с учетом коэффициента сезонности для климатической зоны II.

Сопротивление заземляющей полосы в контуре:

$$R_{ПК} = \frac{R_{II}}{n_{II}} \quad (18)$$

$$R_{ПК} = \frac{15,18}{0,27} = 56,2 \text{ Ом.}$$

Необходимое сопротивление вертикальных заземлений:

$$R = \frac{R_{ПК} \cdot R_3}{R_{ПК} + R_3} \quad (19)$$

$$R = \frac{56,2 \cdot 0,5}{56,2 + 0,5} = 0,49 \text{ Ом.}$$

Определяем уточнённое количество стержней:

$$N_c' = \frac{R_c}{R \cdot n_c} \quad (20)$$

$$N_c' = \frac{22,63}{0,49 \cdot 0,78} \approx 60 \text{ шт.}$$

Принимаем 60 стержней.

## 12 Расчет молниезащиты подстанции

Одним из самых весомых критериев бесперебойного функционирования электротехнических установок является обеспечение надежной защиты от грозовых явлений строительных сооружений и электротехнического оборудования. Защита ПС от прямых попаданий молнии выполняется при помощи стержневых и тросовых молниеотводов. При проектировании системы молниезащиты для рассматриваемых ПС следует придерживаться требуемым рекомендациям Правил устройства электроустановок, а именно: подстанции открытого типа на напряжения класса 20 и 35 кВ областях с количеством грозовых часов в году не менее 20; для всех открытых распределительных устройств и ПС на напряжение 220 кВ на площадках с удельным сопротивлением почвы в сезон грозовой активности не менее 2000 Ом\*м при количестве грозовых часов в году превышающее 204.

Капитальные строения ЗРУ и ПС закрытого типа необходимо оснащать молниезащитой с числом грозовых часов свыше 20. Молниезащиту капитальных строений закрытых распределительных устройств и ПС закрытого типа с кровлей, выполненной из металлических листов.

На территории ОРУ 35 кВ молниезащита должна быть выполнена таким образом, чтобы от всех строительных конструкций, включая те, на которых возведены элементы электрической системы растекание тока молнии происходило тросам молниеотвода или трассам заземления в 3-х, 4-х направлениях. Гирлянды навесной изоляции порталов, установленных на территории ОРУ 35 кВ, с тросовыми или же стержневыми молниеотводами, а также на начальных, концевых и поворотных опорах линий электропередачи 35 кВ в том случае, если трос не заводится на ПС, должны быть оснащены на два изолятора свыше нормируемого количества.

Воздушное изоляционное расстояние от токоведущих частей высоковольтного оборудования до железобетонных, металлических сооружений, на которых возможно размещение молниеотвода, на закрытой территории открытого

распределительного устройства должно быть не менее длины гирлянды. Большая угроза для состояния изоляции трансформаторного оборудования заключается при монтаже молниеотводов на трансформаторных порталах, так как при попадании молнии в молниеотвод, находящегося на портале трансформатора, металлический кожух приобретает потенциал, равный потенциалу молниеотвода, который может привести к пробое изоляции трансформаторного оборудования [8]. В связи с чем, монтаж молниеотводов на порталах трансформаторного оборудования возможен в случае, если удельное сопротивление грунта в грозовой период составляет 350 Ом\*м и выше.

Молниеотводы, как правило, состоят из 4-х частей: молниеприемника; основной конструкции; токоотвода; заземлителя.

Молниеприемник с точки зрения надежности систем электроснабжения должен обладать такими качествами как: живучесть, безотказность, а также обеспечивать стойкость к термическим, механическим воздействиям.

Токоотвод соединен с заземляющим устройством открытого распределительного устройства подстанции в единую цепь.

Все молниеотводы выполняются из стали, поэтому требуют специальных устойчивых к коррозии покрытий.

Определяем активную высоту молниеотвода:

$$h_a = h - h_x \quad (122)$$

$$h_a = 30 - 12 = 18 \text{ м.}$$

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

Определяем зону защиты:

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_0 \cdot p}{1 + \frac{h_x}{h}} \quad (123)$$

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

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

Принимаем к установке 6 молниеотводов, расположенных по углам ПС.

## Заключение

Данную работу можно считать всецело завершенным документом, в котором представлены необходимые расчеты и руководящие мероприятия по электроснабжению производства аммиака ОАО «ТоАЗ».

На основе данных о типах и мощностях основного оборудования потребителя на напряжение 0,4 кВ произведен расчет количества, мощности и типа трансформаторов, получены данные значений токов КЗ на заданные классы напряжения, осуществлен выбор оснащения подстанции как высоковольтного электротехнического оборудования, так и релейной защиты и автоматики. Дополнительно произведен расчет молниезащиты реконструируемой подстанции.

Работа выполнена руководствуясь основными нормативными документами, такими как: Правила устройств электроустановок; Правила технической эксплуатации; Правила техники безопасности; Строительные нормы и правила.

## Список использованных источников

1. Инструкция по проектированию городских электрических сетей РД 34.20.185-94. М.: Энергоатомиздат, 1995 г.
2. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 7-е издание, перераб. и доп., с изменениями. М.: Министерство энергетики РФ, 2003г.
3. Радкевич, В.Н. Электроснабжение промышленных предприятий / В.Н. Радкевич, В.Б. Козловская, И.В. Колосова // Учеб. пособие — Минск : ИВЦ Минфина, 2015.
4. Янукович, Г.И. Электроснабжение сельского хозяйства/ Г.И. Янукович // Курсовое и дипломное проектирование: учеб. пособие: 3-е изд., доп. и исправ. — Минск: ИВЦ Минфина, 2016.
5. Кабышев, А.В. Расчет и проектирование систем электроснабжения / А.В. Кабышев, С.Г. Обухов // Справочные материалы по электрооборудованию: Учеб. пособие / Том. политехн. ун-т. – Томск, 2015.
6. Киреева Э.А. Электроснабжение цехов промышленных предприятий/Э.А. Киреева/ учебное пособие-Кнорус: Бакалавр, 2013.
7. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий / Б.И. Кудрин. - М.: Интернет Инжиниринг, 2012.
8. Хорольский, В.Я. Эксплуатация систем электроснабжения / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов — Москва, Форум, Инфра-М, 2013 г.
9. Марквардт, К.Г. Электроснабжение электрифицированных железных дорог / К.Г. Марквардт — Санкт-Петербург, 2012 г.
10. Принципы построения и развития городских электрических сетей и рационального использования энергии - труды Ленинградского инженерно-экономического института.
11. Электротехнический справочник: В 4 т. Производство, передача и распределение электрической энергии/ В.Г.Герасимова и др. М.: МЭИ, 2002.



12. Юндин, М.А. Курсовое и дипломное проектирование по электроснабжению сельского хозяйства / М.А. Юндин, А.М. Королев — Санкт-Петербург, Лань, 2011 г.
13. Хорольский, В.Я. Надежность электроснабжения / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов — Санкт-Петербург, Форум, Инфра-М, 2013 г.
14. Алиев, И.И. Кабельные изделия / И.И. Алиев - Справочник. М.: РадиоСОФТ, 2001.
15. Дубинский, Г.Н. Наладка устройств электроснабжения напряжением выше 1000В / Г.Н. Дубинский, Л.Г. Левин — Москва, Солон-Пресс, 2014 г.
16. Салтыков, В.М. Проектирование электрической части подстанций в энергосистемах / В.М. Салтыков // Учеб. Пособие - Тольятти: ТГУ, 2002.
17. Piatek, L. Frequency and outage duration in electric power systems /, L. Piatek, A. Burmutaew // Electrical Review. – 2009. – Vol. R85. – Nr. 3. – P. 220-222.
18. Piatek, L. Proceedings of the Fifth International Scientific Symposium ELEKTROENERGETIKA 2009. – Technical University of Kosice, Slovakia, September 23-25, 2009.
19. Burmutaew, A. Modelling the organization of maintenance and emergency repairs for calculating the reliability of electric power systems / Burmutaew // Technology university of Czestochowa. Faculty of Management. - 2010.
20. Endrenyi, J. Reliability evaluation of transmission systems with switching after faults – approximation and a computer program // J. Endrenyi, P. Maenhaut, L. Payne / IEEE Transactions on power apparatus and systems. – 1973. – Vol. PAS-92. – № 6. – P. 1863-1875.
21. Ge, H. Reliability evaluation of equipment and substations with fuzzy Markov processes // H. Ge, S. Asgarpoor / IEEE Transactions on Power Systems, 25 (2010), nr. 3, 1319-1328.

## Приложение А

### Приложение А1 - Выбор и проверка трансформатора тока

Наименование величин	Расчетные формулы	Трансформатор 40 МВА. Числовые значения для сторон	
		115 кВ	10,5 кВ
Тип и схема соединения ТА	$I_n = \frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	ТВТ-110 300/5 $I_H = 300A$ $I_{расч}=200,82A$ $\Delta$	ТЛК-10 3000/5 $I_H = 3000A$ $I_{расч}=2199,43A$ $Y$
Расчетный первичный ток, А	$I_{рас} = 1,3 \cdot I_{к.маx}^{(3)}$	2572,7	23669,1
Расчетная кратность тока	$m_{рас} = \frac{I_{рас}}{0,8 \cdot I_n}$	16,013	13,468
Допустимая нагрузка ТА, Ом	$z_{н.доп}$ (по кривым 10% погрешности)	4	8
Сопротивление реле защиты, Ом	$z_p$	0,35	0,15
Допустимое сопротивление проводов (в один конец), Ом	$z_{np} = \frac{z_{н.доп} - z_{пер}}{3} - z_p$ ТА в $\Delta$ : $z_{пер} = 0,05 \text{ Ом}$ $z_{np} = z_{н.доп} - z_{пер} - z_p$ ТА в $Y$ : $z_{пер} = 0,05 \text{ Ом}$	0,96 - -	- 7,8
Длина проводов, м	$l$	65	40
Допустимое сечение проводов, мм <sup>2</sup>	$S_{доп} = \frac{\rho \cdot l}{z_{np}}$ $\rho = 0,017$	1,916	0,087
Принятое сечение алюминиевых проводов, мм <sup>2</sup>	$S$	4	4

## Приложение Б

### Приложение Б1 – Расчет дифференциальной токовой защиты с реле типа ДЗТ-11

№	Наименование величин		Расчётные формулы	$S_{ТНОМ} = 40 МВА$		
				115 кВ	10,5кВ	10,5кВ
1.	Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А		$I_1 = \frac{S_{Т.Н}}{\sqrt{3} \cdot U_H}$	200,82	2199,43	
2.	Схема соединения ТА, коэффициент схемы		$K_{cx}$	$\Delta$ 1,73	Y 1	Y 1
3.	Коэффициент трансформации ТА		$K_1$	300/5 =60	3000/5 =600	3000/5 =600
4.	Вторичный ток в плечах защиты, А		$I_{НОМ.Н} = \frac{I_H \cdot K_{cx}}{K_1}$	5,79	3,67	3,67
5.	Сторона, к ТА которой целесообразно присоединить тормозную обмотку			На сумму токов ТА, установленных в цепи каждой из расщепленных обмоток		
6.	Минимальный ток срабатывания защиты по условию отстройки от броска тока намагничивания, А		$I_{С.З.} = K_H \cdot I_H,$ где $K_H = 1.5$	301,226		
7.	Ток срабатывания реле для основной стороны, А		$I_{ср.осн} = \frac{I_{СЗ} \cdot K_{cx}}{K_1}$	8,69		
8.	Число витков обмоток НТТ реле для основной стороны	расчетное	$W_{осн.р} = \frac{F_{с.р.}}{I_{ср.осн}};$ $F_{с.р.} = 100$	11,51		
		принятое	$W_{осн} \leq W_{осн.р}$	12		
9.	Ток срабатывания защиты для основной стороны, А		$I_{С.З.} = \frac{F_{ср} \cdot n_{Т осн}}{W_{осн} \cdot K_{сх осн}}$	288,675		
10.	Число витков обмоток НТТ реле для не основной стороны	расчетное	$W_{но.расч} = W_{осн} \frac{I_{ном.в.осн}}{I_{ном.в1}}$	18,93		
		принятое	$W_1$ $W_2$	19 19		
11.	Результирующий ток в тормозной обмотке, приведенный к расчетной стороне, А		$I_{торм} = \left  I_{торм.нн} - I_{торм.сн} \cdot \frac{I_{сн.в}}{I_{нн.в}} \right $	2185		

12.	Первичный расчетный ток небаланса с учетом составляющей $I_{нб.рас}$ , А		$I'_{нб.рас} =  K_{ан} \cdot K_{одн} \times \varepsilon \cdot I_{К\max}  +  (\Delta U_{\alpha} \times K_{ток.а} + \Delta U_{\alpha} \times K_{ток.а}) \cdot I_{К\max}  + \left  \frac{W_{1рас} - W_1}{W_{1рас}} \cdot K_{ток1} \pm \frac{W_{2рас} - W_2}{W_{2рас}} \cdot K_{ток2} \right  \times I_{К\max}$	<p>572,14</p> <p><math>K_{ап} = 1; K_{одн} = 1; \varepsilon = 0,1</math></p>
13.	Число витков тормозной обмотки НТТ реле	расчетное	$W_{тр} = K_{отс} \times \frac{I_{нб.рас} \cdot W_{раб.рас}}{I_{торм} \cdot tg\alpha}$	8,546
		принятое	выбирается из ряда: 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 18, 24	9
14.	Чувствительность защиты при отсутствии торможения		$K_{ч} = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{сз}}$	3,69 > 2
15.	Чувствительность защиты, когда имеется торможение:			
15.1	Вторичный ток, подводимый к рабочей обмотке НТТ реле на стороне ВН, А		$i_{p1} = \frac{I_{к.мин}^{(2)} \cdot K_{сх}}{K_1}$	30,67
15.2	Вторичный ток, подводимый к рабочей обмотке НТТ реле на стороне НН и тормозной обмотке, А		$i_{p1} = i_{торм.р} = \frac{I_{к.мин}^{(2)} \cdot \frac{U_{вн} \cdot 1 + \Delta U_{рнн} / 100}{U_{нн}} \cdot K_{сх}}{K_1}$	39,06
15.3	Рабочая МДС НТТ реле, А		$F_{раб} = \sum_{j=1}^n i_{p.j} \cdot W_j$	1159,04
15.4	Тормозная МДС НТТ реле, А		$F_{торм} = i_{отрм.р} \cdot W_t$	351,04
15.5	Рабочая МДС срабатывания реле в условиях, когда защита находится на грани срабатывания при рассматриваемом КЗ, А		$F_{раб.ср}$	210
15.6	Коэффициент чувствительности		$K_{ч} = \frac{F_{раб}}{F_{раб.ср}}$	5,52 > 2

## Приложение В

Приложение В1 – Расчет максимальной токовой защиты, защиты от перегрузки, уставки реле обдувки и реле токовой блокировки регулятора трансформаторов

Наименование величин	Обозначение и расчётная формула	МТЗ на стороне		Защита от перегрузки на 10,5 кВ	Реле обдувки на 10,5 кВ	Реле блокировки на 10,5 кВ
		115 кВ	10,5кВ			
1. Первичные ном. токи, А		200,82	2199,43	2199,43 = 2 · 1099,71		
2. Кратность сверхтока	$m_{CH}$	1,4	2,5	-	-	-
3. Кт и схема соединения ТА	$n_T$ $K_{CX}$	300/5 $\Delta$ $\sqrt{3}$	3000/5 Y 1	3000/5 = 600 Y 1		
4. Первичный расчётный ток срабатывания, А: МТЗ	$I_{C.3.} = \frac{K_H \cdot m_{CX}}{K_B} I_H$ , где $K_H = 1,2$ , $K_B = 0,8$	421,716	4123,913	-	-	-
От перегрузки	$I_{C.3.} = \frac{K_H}{K_B} I_H$ , где $K_H = 1,05$ $K_B = 0,8$	-	-	1443,37	-	-
Реле обдувки	$0,7 \cdot I_H$	-	-	-	769,797	-
Реле блокировки регулятора		-	-	-	-	4398,86
1. Ток уставки реле, А	$i_{C.P.} = K_{CX} \cdot \frac{I_{C.3.}}{n_T}$	12,174	6,873	2,4	1,28	7,33
2. Коэффициент чувствительности	$K_q = \frac{I_{Kmin}^{\bullet}}{I_{C.3.}} = \frac{0,87 \cdot I_{Kmin}^{\bullet}}{I_{C.3.}}$	2,52 > 1,5	3,28 > 1,5	-	-	-
3. Тип реле и пределы уставки		РТ-40/20 5÷20А	РТ-40/20 5÷20А	РТ- 40/6 1,5÷6 А	РТ-40/6 1,5÷6А	РТ- 40/20 5÷20 А

8. Расчёт уставки реле вольтметровой блокировки МТЗ	Коэффициент трансформации TV $n_v$	-	$10000/100$	-	-	-
	Номинальное остаточное напряжение при самозапуске, В $V_{min}$					
	Напряжение уставки реле, В	$V_{cp} = \frac{V_{min}}{\kappa_B \cdot \kappa_H \cdot n_v}$ $\kappa_H = 1,2 ; \kappa_B = 1,25$	РН-54/160 40..160 В			

## Приложение Г

Приложение Г1 - Расчёт максимальной токовой защиты секционных выключателей сборных шин напряжением 10 кВ ГПП

Наименование величин	Обозначение и расчётная формула	$S_{ТНОМ} = 40 \text{ МВА}$
		10,5 кВ
1. Коэффициент трансформации и схема соединения ТА	$n_T$ $K_{CX}$	$3000/5 = 600$ Y,
2. Первичный расчётный ток срабатывания защиты на вводе 10 кВ силового трансформатора, А	- защита ввода трансформатора	4123,9
3. Первичный расчётный ток срабатывания защиты секционного выключателя по условию согласования с защитой трансформатора, А	$I_{C.3.} = K_C \cdot I_{C.3.}$ где $K_C = 0,85$	3505,315
4. Ток уставки реле, А		5,842
5. Чувствительность защиты	$K_v = \frac{0,87 \cdot I_{Kmin}^{\wedge}}{I_{C.3.}} > 1,5$	$3 > 1,5$
6. Тип реле и пределы уставки		РТ - 40/20 5÷20 А.