

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

Институт химии и энергетики  
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»  
(наименование)

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»  
(код и наименование направления подготовки, специальности)  
Электроснабжение  
(направленность (профиль)/специализация)

## **ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему «Электроснабжение механического завода»

Студент

С.Н. Родькин

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., О.В. Самолина

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2020

## Аннотация

Бакалаврская работа выполнена на тему «Электроснабжение механического завода».

В работе приводится характеристика производственного объекта, выполнено определение перспективных расчетных нагрузок по каждому цеху в отдельности, включая расчеты нагрузок 0,4 кВ и 6-10 кВ, и по предприятию в целом, определено необходимое количество трансформаторов для установки на КТП и выбраны их номинальные мощности, так же по минимум приведенных затрат определен наиболее экономичный вариант установки силовых трансформаторов на ГПП предприятия, произведен анализ и выбор электрической схемы подстанции, выполнены расчеты токов короткого замыкания, выбрано и проверено на стойкость к токам КЗ основное оборудование ГПП, произведен расчет защитного заземления на главной понизительной подстанции предприятия.

Бакалаврская работа выполнена в виде пояснительной записки, состоящей из 59 страниц текста, включая 4 поясняющих таблицы и 3 рисунка и графической части работы, состоящей из 6 чертежей формата А1.

## Содержание

Введение	4
1 Характеристика производственного объекта	5
2 Определение перспективных расчетных нагрузок	6
3 Расчет необходимого количества трансформаторов для установки на КТП	10
4 Выбор наиболее экономичного по приведенным затратам варианта установки силовых трансформаторов на ГПП	19
5 Анализ и выбор электрической схемы подстанции	30
6 Расчет токов КЗ	31
7 Выбор и проверка на стойкость к токам КЗ основного оборудования ГПП	37
8 Расчет защитного заземления на главной понизительной подстанции предприятия	53
Заключение	56
Список используемых источников	57

## Введение

Особенности электроэнергетики приводят к появлению ряда особенностей в системах электроснабжения промышленных предприятий:

- использование быстродействующих устройств, работающих в автоматическом режиме, способных реагировать на переходные процессы, происходящие в системе электроснабжения промышленного предприятия;
- разнообразие технических решений по реализации системы электроснабжения промышленного предприятия вызванное особенностями технологических процессов на предприятиях;
- постоянное совершенствование технологического процесса и изменение состава электроприемников приводит к изменению конфигурации и состава системы электроснабжения промышленного предприятия.

Система электроснабжения промышленного предприятия по сравнению с электроэнергосистемой с одной стороны проще из-за низких классов напряжения, меньшей длины сетей и меньшей передаваемой мощности, а с другой стороны сложнее из-за огромного количества используемого электрооборудования, различных технологических установок по преобразованию электроэнергии в другие виды энергии. Эти электротехнологические установки определяют требования к системе электроснабжения и ее будущие параметры [1-3].

Цель бакалаврской работы заключается разработке системы электроснабжения механического завода, позволяющей обеспечить электроснабжение потребителей с требуемой надежностью, соблюдением показателей качества электрической энергии и при минимуме затрат на строительство и эксплуатацию системы электроснабжения предприятия.

Задачи работы: определение перспективных расчетных нагрузок; расчет необходимого количества трансформаторов для установки на КТП и ГПП; анализ и выбор электрической схемы подстанции; расчет токов КЗ; выбор и проверка на стойкость к токам КЗ основного оборудования ГПП.

## **1 Характеристика производственного объекта**

ОАО «ОПРМ» располагается в городе Оренбурге и является одним из подразделений холдинга «Ремпутьмаш». Предприятие осуществляет изготовление запасных частей, узлов и агрегатов для следующих типов путевой техники:

- Электробалластеры ЭЛБ;
- Щебнеочистительные машины ЩОМ-4;
- Снегоуборочные машины СМ-2, СДПМ;
- Снегоочистители СС;
- Землеуборочные машины ЗУБ;
- Платформы для перевозки звеньев;
- Турные вагоны.

Узлы и детали, выпускаемые заводом, используются в ЩОМ-1400. «Комплекс предназначен для очистки загрязнённого щебёночного балласта на перегонах, станционных путях, в том числе у платформ, с предварительной сдвижкой пути, с погрузкой засорителей в специализированный подвижной состав или их отбором в сторону от пути и укладкой очищенного балласта под путевую решётку, а также для вырезки балласта без его очистки, повышения устойчивости пути и скоростей обращения поездов. Комплекс состоит из трёх модулей: добывающе-распределительного, очистного, секции тягово-энергетической ТЭС-1400» [4, 5].

На заводе осуществляется ремонт самоходных снегоуборочных машин «СМ», которые предназначены для очистки от снега и засорителей станционных путей, стрелочных переводов и горловин железнодорожного пути, с погрузкой в кузов и механизированной выгрузкой в отведенных местах.

## 2 Определение перспективных расчетных нагрузок

Расчет выполняется по форме Ф636-92. Порядок заполнения таблицы следующий.

В графу 1 в соответствии со схемой питания записываются:

- наименование узла, для которого производится определение электрических нагрузок (цех, трансформаторная подстанция, магистраль, распределительный шкаф и т.п.);
- наименование подгрупп ЭП. Резервные и ремонтные ЭП, а также ЭП кратковременного режима работы (задвижки, вентили и т.п.) в таблицу не включаются. Для многодвигательных агрегатов учитываются все одновременно работающие двигатели. Если в числе этих двигателей имеются одновременно включаемые, то они учитываются в расчете как один ЭП номинальной мощностью, равной сумме номинальных мощностей одновременно работающих двигателей [6].

После перечисления всех подгрупп ЭП предусматривается итоговая строка: «Итого по группе».

В графу 2 записывается количество ЭП по каждой подгруппе и группе в целом.

В графу 3 записывается номинальная мощность одного ЭП. Для электродвигателей с повторно-кратковременным режимом работы записывается паспортное значение мощности без приведения к длительному режиму. Для однофазных электроприемников записывается условная трехфазная номинальная мощность.

Если в подгруппу включаются ЭП разной мощности, в графе указывается минимальная и максимальная мощности ЭП подгруппы.

В графу 4 заносится суммарная номинальная мощность ЭП каждой подгруппы, в итоговой строке - суммарная номинальная мощность ЭП группы.

В графы 5 и 6 заносятся коэффициенты:  $K_n$ ,  $\cos\varphi$ ,  $\operatorname{tg}\varphi$  для подгрупп. Значения этих параметров можно посмотреть в справочной литературе.

В итоговую строку заносятся средневзвешенные значения групповых коэффициентов:  $K_{иг}$ ,  $\cos\varphi_{г}$   $\text{tg } \varphi_{г}$ .

В графы 7-8 заносятся значения промежуточной мощности  $P_{п}$ ,  $Q_{п}$ , определяемые для каждой подгруппы и группы в целом.

Графа 9 заполняется только в случае вычисления  $n_3$  по формулам.

Для  $i$ -й подгруппы определяется величина  $n_i r_{ни}^2$ ; для группы —  $\sum_{i=1}^k n_i P_{ни}^2$ .

Для граф 10-15 заполняется только итоговая строка.

В графу 10 заносится эффективное число ЭП.

В графу 11 заносится значение расчетного коэффициента активной мощности  $K_p$ . Коэффициент  $K_{p,p}$  определяется в зависимости от эффективного числа электроприемников.

В графы 12, 13, 14, 15 заносятся значения  $P_p$ ,  $Q_p$ ,  $S_p$  и  $I_p$  ЭП группы.

Таким образом заполняется таблица 2.1 с расчетами по каждому цеху предприятия в отдельности и итоговая строка с расчетами по заводу в целом.

Таблица 2.1 – Результаты определения расчетных нагрузок по каждому из цехов предприятия и по заводу в целом

Номера цехов на генплане завода и краткие наименования	$P_n$ , кВт	$P_{н.э.}$ , кВт	$n_3$	$K_u$	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	$P_c$ , кВт	$Q_c$ , квар	$K_M$	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар	$S_p$ , кВА
1 Кузнечно-прессовый	14420	101.55	142	0.38	0.56	1.48	5479.6	8106.80	0.71	3890.52	8106.80	8992.01
2 Термический	5285	211.40	25	0.47	0.77	0.83	2484	2058.27	0.86	2136.20	2058.27	2966.45
3 Сталелитейный	9798	120.96	81	0.43	0.72	0.96	4213.1	4060.85	0.72	3033.46	4060.85	5068.76
4 Обрубочный	11219	311.64	36	0.38	0.77	0.83	4263.2	3532.63	0.77	3282.68	3532.63	4822.39
5 Формовочный	9004	236.95	38	0.52	0.85	0.62	4682.1	2901.69	0.81	3792.48	2901.69	4775.22
6 Чугунно-литейный	8313	346.38	24	0.63	0.85	0.62	5237.2	3245.72	0.89	4661.10	3245.72	5679.84
7 Ремонтно-механический	681	9.46	72	0.36	0.6	1.33	245.16	326.88	0.73	178.97	326.88	372.67
8 Ремонтно-строительный	10446	454.17	23	0.37	0.6	1.33	3865	5153.36	0.86	3323.92	5153.36	6132.34



Продолжение таблицы 2.1

Номера цехов на генплане завода и краткие наименования	$P_n$ , кВт	$P_{н.э.}$ , кВт	$n_э$	$K_u$	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	$P_c$ , кВт	$Q_c$ , квар	$K_M$	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар	$S_p$ , кВА
9 Модельный	2567	19.01	135	0.72	0.9	0.48	1848.2	895.1	0.82	1515.6	895.1	1760.2
10 Производственный	2593	108.04	24	0.24	0.75	0.88	622.32	548.8	0.81	504.1	548.8	745.2
<b>Суммарная нагрузка на стороне 0,4 кВ</b>	74326	9.5...454	600	0.44	-	0.94	32940	30830.2	-	26318.9	30830.2	40536.2
3 Сталелитейный	22000	5500	4	0.52	0.86	0.59	11440	6788.1	1.05	12012.0	6788.1	13797.3
<b>Суммарная нагрузка на стороне 10 кВ</b>	22000	5500	4	0.52	-	0.59	11440	6788.1	-	12012.0	6788.1	13797.3
<b>Итого по заводу</b>	96326	9.5...5500	604	0.46	-	0.85	44380	37618.3	-	38331	37618.3	53706.6

### 3 Расчет необходимого количества трансформаторов для установки на КТП

#### 3.1 Выбор числа и мощности СТ, размещаемых в ТП модельного цеха

В нормальном режиме коэффициент загрузки трансформаторов  $k_3$  определяется отношением расчетной нагрузки нормального режима к номинальной мощности трансформатора [7, 8]:

$$k_3 = \frac{S_p}{S_{н.т}}, \quad (3.1)$$

где  $S_p$  — расчетная мощность нормального режима работы. В послеаварийном режиме коэффициент перегрузки

$$k_{пер} = \frac{S_{p.a}}{S_{н.т}}, \quad (3.2)$$

где  $S_{p.a}$  — расчетная мощность послеаварийного режима работы.

При выборе мощности трансформаторов по условию послеаварийного режима часто возникает ситуация, когда коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном режиме низкие. Во-первых, это вызвано тем, что максимально допустимое значение коэффициента загрузки  $k_{д.з}$  напрямую зависит от значения допустимой перегрузки  $k_{д.пер}$ :

$$k_{д.з} = \frac{(n-1)k_{д.пер}}{n} \quad (3.3)$$

где  $n$  - число трансформаторов на подстанции.

Для двухтрансформаторной подстанции:

при  $k_{д.пер} = 1,4$   $k_{д.з} = 0,7$ ;

при  $k_{д,пер} = 1,3$   $k_{д,з} = 0,65$ ;

при  $k_{д,пер} = 1,2$   $k_{д,з} = 0,6$  и т.д.

Во-вторых - в стандартной шкале мощностей силовых трансформаторов шаг между соседними значениями составляет примерно 1,6 (100, 160, 250, 400, 630, 1000, 1600, 2500... кВА).

Определим номинальную мощность СТ, размещаемого на КТП:

$$S_{HT} > \frac{P_{p\Sigma}}{K_3 N_T}, \quad (3.4)$$

$$S_{HT} > \frac{1515.6}{0.8 \cdot 2} = 947 \text{ кВА.}$$

Выбираем ближайшую большую мощность по шкале номинальных мощностей, выпускаемых промышленностью  $S_{HT} = 1000 \text{ кВА}$ .

3.1.1 Рассмотрим вариант с установкой на КТП СТ типа ТСЗГЛ - 1000/10/0.4

Используя материалы сайта производителя СТ и справочные каталоги находим паспортные данные выбранного трансформатора:  $\Delta P_{xx} = 2.3 \text{ кВт}$ ,  $\Delta P_{кз} = 7.9 \text{ кВт}$ ,  $i_{xx} = 1.2 \%$ ,  $u_{кз} = 6 \%$ ,  $K_T = 864.7 \text{ тыс. руб.}$

Выполним расчет потерь активной и реактивной мощности в СТ КТП:

$$\Delta P_{mp} = N_T \cdot (P_{xx} + K_3^2 \cdot P_{кз}), \quad (3.5)$$

$$\Delta P_{mp} = 2 \cdot (2.3 + 0.8^2 \cdot 7.9) = 14.71 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{mp} = N_T \cdot (i_0 + K_3^2 \cdot U_{кз}) \cdot \frac{S_H}{100}, \quad (3.6)$$

$$\Delta Q_{mp} = 2 \cdot (1.2 + 0.8^2 \cdot 6) \cdot \frac{1000}{100} = 100.8 \text{ квар.}$$

Определим суммарную расчетную нагрузку по цеху, включая потери в цеховых трансформаторах [9]:

$$P_p = P_{p\Sigma} + \Delta P_T, \quad (3.7)$$

$$P_p = 1515.6 + 14.71 = 1530.3 \text{ кВт},$$

$$Q_p = Q_{p\Sigma} + \Delta Q_T, \quad (3.8)$$

$$Q_p = 895.1 + 100.8 = 995.9 \text{ квар}.$$

Реактивная потребляемая мощность в часы минимума нагрузки:

$$Q_{\min} = 50\% \cdot Q_p, \quad (3.9)$$

$$Q_{\min} = 0.5 \cdot 995.9 = 498 \text{ квар}.$$

Найдем экономически выгодную величину реактивной мощности в часы максимума нагрузки в электроэнергосистеме:

$$Q'_{\text{э1}} = Q_p - 0,7 Q_{\text{сд}}, \quad (3.10)$$

$$Q'_{\text{э1}} = 995.9 - 0.7 \cdot 0 = 995.9 \text{ квар},$$

$$Q''_{\text{э1}} = \alpha \cdot P_p, \quad (3.11)$$

$$Q''_{\text{э1}} = 0.28 \cdot 1530.3 = 428.5 \text{ квар}.$$

в расчетах принимаем  $\alpha = 0,28$ ;  $Q_{\text{сд}} = 0$ .

Выбираем меньшее из определенных значений  $Q_{\text{э1}} = 428.5 \text{ квар}$ .

Найдем экономически выгодную величину реактивной мощности в часы минимума нагрузки в электроэнергосистеме:

$$Q_{\text{э2,б}} = Q_{\min} - Q_{\text{кд}} = Q_{\min} - (Q_p - Q_{\text{э1}}), \quad (3.12)$$

$$Q_{\text{э2,б}} = 498 - (995.9 - 428.5) = -69.5 \text{ квар};$$

$$Q_{\varepsilon 2, H} = Q_{\min} + Q_{\kappa}, \quad (3.13)$$

$$Q_{\varepsilon 2, H} = 498 + 0 = 498 \text{ квар};$$

где  $Q_{\kappa} = 0$ .

Так как в часы минимального потребления мощности наблюдается повышение напряжений в узлах системы электроснабжения, то выбираем большее из найденных значений:  $Q_{\varepsilon 2} = 498 \text{ квар}$ .

Найдем суммарную необходимую для установки мощность КУ:

$$Q_{\text{ку max}} = 1,15 \cdot Q_p - Q_{\varepsilon 1}, \quad (3.14)$$

$$Q_{\text{ку max}} = 1,15 \cdot 995,9 - 428,5 = 716,9 \text{ квар}.$$

Из этого значения мощность КУ без регулирования составит:

$$Q_{\text{ку min}} = Q_{\min} - Q_{\varepsilon 2}, \quad (3.15)$$

$$Q_{\text{ку min}} = 498 - 498 = 0.$$

Таким образом вся мощность КУ должна регулироваться.

Определим значение реактивной мощности, которую необходимо передавать на сторону 0,4 кВ через СТ КТП:

$$Q_{\varepsilon H} = Q_{\varepsilon 1} - (Q_p - Q_{p\Sigma}), \quad (3.16)$$

$$Q_{\varepsilon H} = 428,5 - (995,9 - 895,1) = 327,7 \text{ квар}.$$

Определим значение реактивной мощности, которую целесообразно передавать на сторону 0,4 кВ через СТ КТП:

$$Q_T = \sqrt{(N_T K_3 S_H)^2 - P_{p\Sigma}^2}, \quad (3.17)$$

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0.8 \cdot 1000)^2 - 1515.6^2} = 512.9 \text{ квар},$$

$$Q_{KVH} = Q_{P\Sigma} - Q_T, \quad (3.18)$$

$$Q_{KVH} = 895.1 - 512.9 = 382.2 \text{ квар},$$

$$Q_{KVB} = Q_{KV \max} - Q_{KVH}, \quad (3.19)$$

$$Q_{KVB} = 716.9 - 382.2 = 334.6 \text{ квар}.$$

Выбираем промышленную КТП производства завода «Электроцит» г. Самара с 2 силовыми трансформаторами типа ТСЗГЛ -1000/10/0,4 и 2 автоматическими конденсаторными установками на напряжение 0,4 кВ АУКРМ 200 квар.

Время максимальных потерь:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot T_P, \quad (3.20)$$

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{4898}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 3300.3 \text{ ч.}$$

Удельная стоимость потерь электроэнергии на холостом ходу в СТ КТП:

$$C_{XX} = \left( \frac{\alpha \cdot 12}{T_M} + \beta \right) \cdot T_P, \quad (3.21)$$

$$C_{XX} = \left( \frac{485.3 \cdot 12}{4898} + 1.178 \right) \cdot 8760 = 20.735 \text{ тыс.руб/кВт}.$$

Удельная стоимость потерь электроэнергии в режиме короткого замыкания в СТ КТП:

$$C_{K3} = \left( \frac{\alpha \cdot 12}{T_M} + \beta \right) \cdot \tau, \quad (3.22)$$

$$C_{K3} = \left( \frac{485.3 \cdot 12}{4898} + 1.178 \right) \cdot 3300.3 = 7.812 \text{ тыс.руб/кВт} .$$

Значение  $C \cdot \Delta P_T$  найдем из выражения:

$$C \cdot \Delta P_T = C_{XX} \cdot \Delta P_{XX} + C_{K3} \cdot K_3^2 \cdot \Delta P_{K3} , \quad (3.23)$$

$$C \cdot \Delta P_T = 20.735 \cdot 2.3 + 7.812 \cdot 0.8^2 \cdot 7.9 = 87.186 \text{ тыс.руб.}$$

Величина приведенных затрат на размещение КТП с СТ мощностью 1000 кВА и 2 автоматическими компенсирующими установками  $Z_{КТП}$  составит:

$$Z_{КТП} = E \cdot (K_T \cdot N_T + K_{KV6} \cdot N_{KV6} + K_{KVн} \cdot N_{KVн}) + C \cdot \Delta P \cdot N_T , \quad (3.24)$$

$$Z_{КТП} = 0.223 \cdot (864.7 \cdot 2 + 75.5 \cdot 2) + (87.186 \cdot 2) = 593.702 \text{ тыс.руб.}$$

3.1.2 Рассмотрим вариант с установкой на КТП СТ типа ТСЗГЛ - 1600/10/0,4

Используя материалы сайта производителя СТ и справочные каталоги находим паспортные данные выбранного трансформатора:  $\Delta P_{XX} = 3.1 \text{ кВт}$ ,  $\Delta P_{K3} = 11.5 \text{ кВт}$ ,  $i_{XX} = 1.4 \%$ ,  $u_{K3} = 6 \%$ ,  $K_T = 1262 \text{ тыс.руб}$ .

Выполним расчет потерь активной и реактивной мощности в СТ КТП [10, 11]:

$$\Delta P_{mp} = N_T \cdot (P_{XX} + K_3^2 \cdot P_{K3}) , \quad (3.25)$$

$$\Delta P_{mp} = 2 \cdot (3.1 + 0.8^2 \cdot 11.5) = 20.92 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{mp} = N_T \cdot (i_0 + K_3^2 \cdot U_{K3}) \cdot \frac{S_H}{100} , \quad (3.26)$$

$$\Delta Q_{mp} = 2 \cdot (1.4 + 0.8^2 \cdot 6) \cdot \frac{1600}{100} = 167.68 \text{ квар.}$$

Определим суммарную расчетную нагрузку по цеху, включая потери в цеховых трансформаторах:

$$P_p = P_{p\Sigma} + \Delta P_T, \quad (3.27)$$

$$P_p = 1515.6 + 20.92 = 1536.5 \text{ кВт},$$

$$Q_p = Q_{p\Sigma} + \Delta Q_T, \quad (3.28)$$

$$Q_p = 895.1 + 167.68 = 1062.8 \text{ квар}.$$

Реактивная потребляемая мощность в часы минимума нагрузки:

$$Q_{\min} = 50\% \cdot Q_p, \quad (3.29)$$

$$Q_{\min} = 0.5 \cdot 1062.8 = 531.4 \text{ квар}.$$

Найдем экономически выгодную величину реактивной мощности в часы максимума нагрузки в электроэнергосистеме:

$$Q'_{\text{э1}} = Q_p - 0,7 Q_{\text{сд}}, \quad (3.30)$$

$$Q'_{\text{э1}} = 1062.8 - 0.7 \cdot 0 = 1062.8 \text{ квар},$$

$$Q''_{\text{э1}} = \alpha \cdot P_p, \quad (3.31)$$

$$Q''_{\text{э1}} = 0.28 \cdot 1536.5 = 430.2 \text{ квар}.$$

в расчетах принимаем  $\alpha = 0,28$ ;  $Q_{\text{сд}} = 0$ .

Выбираем меньшее из определенных значений  $Q_{\text{э1}} = 430.2 \text{ квар}$ .

Найдем экономически выгодную величину реактивной мощности в часы минимума нагрузки в электроэнергосистеме:

$$Q_{\text{э2,б}} = Q_{\min} - Q_{\text{кд}} = Q_{\min} - (Q_p - Q_{\text{э1}}), \quad (3.32)$$

$$Q_{\text{э2,б}} = 531.4 - (1062.8 - 430.2) = -101.2 \text{ квар};$$



$$Q_{\varepsilon 2, \text{н}} = Q_{\text{min}} + Q_{\text{к}}, \quad (3.33)$$

$$Q_{\varepsilon 2, \text{н}} = 531.4 + 0 = 531.4 \text{ квар};$$

где  $Q_{\text{к}} = 0$ .

Так как в часы минимального потребления мощности наблюдается повышение напряжений в узлах системы электроснабжения, то выбираем большее из найденных значений:  $Q_{\varepsilon 2} = 531.4 \text{ квар}$ .

Найдем суммарную необходимую для установки мощность КУ:

$$Q_{\text{ку max}} = 1,15 \cdot Q_p - Q_{\varepsilon 1}, \quad (3.34)$$

$$Q_{\text{ку max}} = 1,15 \cdot 1062.8 - 430.2 = 792 \text{ квар}.$$

Из этого значения мощность КУ без регулирования составит:

$$Q_{\text{ку min}} = Q_{\text{min}} - Q_{\varepsilon 2}, \quad (3.35)$$

$$Q_{\text{ку min}} = 531.4 - 531.4 = 0.$$

Таким образом вся мощность КУ должна регулироваться.

Определим значение реактивной мощности, которую необходимо передавать на сторону 0,4 кВ через СТ КТП:

$$Q_{\varepsilon \text{н}} = Q_{\varepsilon 1} - (Q_p - Q_{p\Sigma}), \quad (3.36)$$

$$Q_{\varepsilon \text{н}} = 430.2 - (1062.8 - 895.1) = 262.5 \text{ квар}.$$

Определим значение реактивной мощности, которую целесообразно передавать на сторону 0,4 кВ через СТ КТП:

$$Q_T = \sqrt{(N_T K_3 S_H)^2 - P_{p\Sigma}^2}, \quad (3.37)$$

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0.8 \cdot 1600)^2 - 1515.6^2} = 2063.2 \text{ квар},$$

$$Q_{KVH} = Q_{P\Sigma} - Q_T, \quad (3.38)$$

$$Q_{KVH} = 895.1 - 2063.2 = -1168 < 50 \text{ квар},$$

$$Q_{KVB} = Q_{KV \max} - Q_{KVH}, \quad (3.39)$$

$$Q_{KVB} = 792 - 0 = 792 \text{ квар}.$$

При значениях  $Q_{KVH} < 50$  квар и  $Q_{KVB} < 800$  квар установка КУ на сторонах ВН и НН трансформаторов КТП является нецелесообразной.

Выбираем промышленную КТП производства завода «Электроцит» г. Самара с 2 силовыми трансформаторами типа ТСЗГЛ -1600/10/0,4 без КУ.

Значение  $C \cdot \Delta P_T$  найдем из выражения:

$$C \cdot \Delta P_T = C_{XX} \cdot \Delta P_{XX} + C_{K3} \cdot K_3^2 \cdot \Delta P_{K3}, \quad (3.40)$$

$$C \cdot \Delta P_T = 20.735 \cdot 3.1 + 7.812 \cdot 0.8^2 \cdot 11.5 = 121.772 \text{ тыс.руб.}$$

Величина приведенных затрат на размещение КТП с СТ мощностью 1600 кВА  $Z_{КТП}$  составит:

$$Z_{КТП} = E \cdot (K_T \cdot N_T + K_{KV} \cdot N_{KV}) + C \cdot \Delta P \cdot N_T, \quad (3.41)$$

$$Z_{КТП} = 0.223 \cdot (1262 \cdot 2) + (121.772 \cdot 2) = 806.397 \text{ тыс.руб.}$$

Так как приведенные затраты на вариант с установкой на КТП двух СТ мощностью 1000 кВА и 2 автоматических компенсирующих установок составили 594 тыс.руб., а для варианта с двумя СТ мощностью 1600 кВА без компенсации составили 806 тыс.руб., то по минимуму затрат был выбран первый вариант.

Для прочих заводских цехов выбор мощности СТ КТП производим аналогично.

#### 4 Выбор наиболее экономичного по приведенным затратам варианта установки силовых трансформаторов на ГПП

Номинальная мощность трансформатора представляет собой кажущуюся мощность в киловольт-амперах, которую трансформатор способен продолжительно пропускать при номинальных условиях: номинальном напряжении, номинальной частоте, номинальной температуре охлаждающей среды. В действительности трансформаторы работают в условиях, отличных от номинальных. Нагрузка трансформатора изменяется в течение суток и года, температура охлаждающей среды также непостоянна.

Опыт показывает, что трансформаторы могут без ущерба для нормального срока службы работать в течение части суток (года) с нагрузкой, превышающей номинальную, если в другую часть рассматриваемого периода их нагрузка меньше номинальной. Критерием допустимости того или иного режима (в течение суток или года) является не номинальная мощность, а износ изоляции за рассматриваемый период. Таким образом, нагрузочная способность трансформаторов – это совокупность допустимых нагрузок и перегрузок, в условиях отличных от номинальных [12, 13].

При повышении температуры изоляции ускоряются химические реакции, что ведет к потере механической прочности изоляции.

Величина, обратная относительному сроку службы, называется относительным износом изоляции:  $F_* = L = e^{a(\theta - \theta_{ном})}$ , где  $a$  – некоторая постоянная, зависящая от вида изоляции;  $\theta$  – температура изоляции в наиболее нагретой точке;  $\theta_{ном}$  – температура изоляции при номинальных условиях.

При расчетах удобно перейти от основания  $e$  к основанию 2. Тогда выражение для относительного износа получит следующий вид:  $F_* = 2^{(\theta - \theta_{ном})/\Delta}$ , где  $\Delta = 0,693/a$ .

При оценке процессов старения изоляции трансформаторов применяют шестиградусное правило (для изоляции класса А). Это означает, что при изменении температуры на каждые  $6^{\circ}\text{C}$  относительный износ и соответственно срок службы изоляции изменяются в 2 раза. Постоянную  $\Delta$  принимают равной  $6^{\circ}\text{C}$ .

При температуре  $98^{\circ}\text{C}$  относительный износ изоляции равен единице, т.е. номинальному износу. Если относительный износ равен, например двум, это означает, что трансформатор отживает за 1 час (одни сутки) 2 часа (двое суток) нормального срока службы, соответствующего температуре обмотки  $+98^{\circ}\text{C}$ .

Произведение относительного износа на время дает износ изоляции в отжитых часах или сутках:  $F = F_*t$ .

Силовые трансформаторы могут работать в различных режимах, характеризующихся нагрузкой, напряжением, условиями окружающей среды и другими факторами. Длительная работа трансформаторов (25-30 лет) гарантируется при соблюдении нормированных условий их эксплуатации.

Определим величину рационального напряжения для питания предприятия [14]:

$$U_{РАЦ} = 4.34 \cdot \sqrt{L + 0.016 \cdot P_{PI}}, \quad (4.1)$$

$$U_{РАЦ} = 4.34 \cdot \sqrt{10 + 0.016 \cdot 38331} = 108 \text{ кВ},$$

где значение расчетной активной нагрузки складывается из:

$$P_{PI} = P_{PH} + P_{PB} + P_{STOP}, \quad (4.2)$$

$$P_{PI} = 36318.96 + 12012 + 0 = 38331 \text{ кВт}.$$

Находим величину полной потребляемой заводом мощности:

$$S_{PI} = \sqrt{P_{PI}^2 + Q_{\Delta C}^2}, \quad (4.3)$$

$$S_{PI} = \sqrt{38331^2 + 9583^2} = 39511 \text{ кВА},$$

где итоговая по заводу реактивная нагрузка определяется с учетом компенсации РМ:

$$Q_{\Delta C} = P_{PI} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (4.4)$$

$$Q_{\Delta C} = 38331 \cdot 0.25 = 9583 \text{ квар.}$$

Для обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей завода входящих в первую и вторую категории по надежности электроснабжения выбираем для установки на ГПП предприятия два силовых трансформатора:

$$S_{номт} \approx K_{1-2} \cdot S_{PI} \frac{1}{K_{пер}}, \quad (4.5)$$

$$S_{номт} \approx 0,8 \cdot 39511 \cdot \frac{1}{1,4} = 22578 \text{ кВА.}$$

Выбираем для дальнейшего рассмотрения следующие по шкале номинальных мощностей мощности силовых трансформаторов ТРДН-25000/110/10/10 для первого варианта установки и ТРДН-40000/110/10/10 для второго варианта установки.

#### 4.1 Первый вариант с установкой на ГПП двух СТ ТРДН - 25000/110/10/10 с расщепленной обмоткой низкого напряжения

Используя материалы сайта производителя СТ и справочные каталоги находим паспортные данные выбранного трансформатора ГПП:  
 $\Delta P_{xx} = 26.5 \text{ кВт}$ ,  $\Delta P_{K3} = 121.5 \text{ кВт}$ ,  $i_{xx} = 0.63 \%$ ,  $u_{K3} = 10.5 \%$ ,  
 $K_T = 29567 \text{ тыс. руб.}$

Определим приведенные потери активной мощности в СТ ГПП в режиме холостого хода [15, 16]:

$$\Delta P_x' = \Delta P_x + K_{un} \cdot \Delta Q_x, \quad (4.6)$$
$$\Delta P_x' = 26.5 + 0.05 \cdot 157.5 = 34.38 \text{ кВт},$$

при этом потери реактивной мощности на холостом ходу находятся как

$$\Delta Q_x = I_{xx\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (4.7)$$
$$\Delta Q_x = 0.63 \cdot 25000 / 100 = 157.5 \text{ квар},$$
$$K_{un} = 0,05 \text{ кВт} / \text{квар}.$$

Определим приведенные потери реактивной и активной мощности в обмотках СТ ГПП в режиме КЗ:

- на стороне ВН:

$$\Delta Q_{к.в} = U_{к.в\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (4.8)$$
$$\Delta Q_{к.в} = 1.3 \cdot 25000 / 100 = 328.1 \text{ квар},$$

$$U_{к.в\%} = 0,125 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (4.9)$$

$$U_{к.в\%} = 0,125 \cdot 10.5 = 1.3 \%,$$

$$\Delta P'_{к.в} = \Delta P_{к.в} + K_{un} \cdot \Delta Q_{к.в}, \quad (4.10)$$

$$\Delta P'_{к.б} = 0 + 0.05 \cdot 328.1 = 16.4 \text{ кВт.}$$

$$\Delta P_{к.б} = 0.$$

- на стороне НН:

$$\Delta Q_{к.н1} = \Delta Q_{к.н2} = U_{к.н1,2\%} \cdot S_{ном,т} / 100, \quad (4.11)$$

$$\Delta Q_{к.н1} = \Delta Q_{к.н2} = 18.375 \cdot 25000 / 100 = 4593.8 \text{ квар,}$$

$$U_{к.н1\%} = U_{к.н2\%} = 1,75 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (4.12)$$

$$U_{к.н1\%} = U_{к.н2\%} = 1,75 \cdot 10.5 = 18.375 \%,$$

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = \Delta P_{к.н1,2} + K_{un} \cdot \Delta Q_{к.н1,2}, \quad (4.13)$$

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = 243 + 0.05 \cdot 4593.8 = 472.7 \text{ кВт,}$$

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН}, \quad (4.14)$$

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \cdot 121.5 = 243 \text{ кВт.}$$

Определим коэффициенты загрузки обмоток трансформатора:

$$K_{3.б} = \frac{S_B}{S_{ном,Т}}, \quad (4.15)$$

$$K_{3.б} = \frac{39511}{25000} = 1.58.$$

$$K_{3.н1} = K_{3.н2} = \frac{S_{H1,2}}{S_{ном,Т}}, \quad (4.16)$$

$$K_{3.н1} = K_{3.н2} = \frac{19755.5}{25000} = 0.79.$$

Приведенные потери активной мощности в СТ ГПП:

$$\dot{P}_m = \Delta \dot{P}_x + K_{3.б}^2 \cdot \Delta \dot{P}_{к.б} + K_{3.н1}^2 \cdot \Delta \dot{P}_{к.н1} + K_{3.н2}^2 \cdot \Delta \dot{P}_{к.н2}, \quad (4.17)$$

$$\dot{P}_m = 34.38 + 1.58^2 \cdot 16.4 + 0.79^2 \cdot 472.7 + 0.79^2 \cdot 472.7 = 665.7 \text{ кВт.}$$

По данным годового графика нагрузки подстанции (рисунок 4.1) определяем продолжительность и уровень мощности на каждой степени графика, эти данные используем при нахождении потерь в силовых трансформаторах ГПП:

$$\Delta W_{nc} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum n_i \cdot \Delta P'_x \cdot T_i + \sum \left( \frac{1}{n_i} \cdot K_{з.вi}^2 \cdot \Delta P'_{к.в} \cdot T_i + \frac{1}{n_i} \cdot K_{з.н1i}^2 \cdot \Delta P'_{к.н1} \cdot T_i + \frac{1}{n_i} \cdot K_{з.н2i}^2 \cdot \Delta P'_{к.н2} \cdot T_i \right) \quad (4.18)$$

Результаты расчетов заносим в таблицу 4.1.

Зная суммарные годовые потери электрической энергии в трансформаторах ГПП стоимость 1 кВт·ч электроэнергии находим суммарную стоимость годовых потерь электрической энергии в трансформаторах ГПП:

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = \Delta W_{nc} \cdot C_{э}, \quad (4.19)$$

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = (1020564 + 602250) \cdot 2.367 = 3841 \text{ тыс. руб.}$$

Приведенные затраты на ГПП:

$$Z_{прив} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_{э} + I_{\Delta W_{ПТС}}, \quad (4.20)$$

$$Z_{прив} = 0.25 \cdot 59133.22 + 5559 + 3841 = 24183 \text{ тыс. руб.}$$

где  $K = 2 \cdot 29566.61 = 59133.22 \text{ тыс. руб.}$  – капиталовложения в 2 силовых трансформатора типа ТРДН-25000/110/10/10;

$I_{э} = P_{сум} \cdot K = 0,094 \cdot 59133.22 = 5559 \text{ тыс. руб.}$  – сумма годовых издержек.



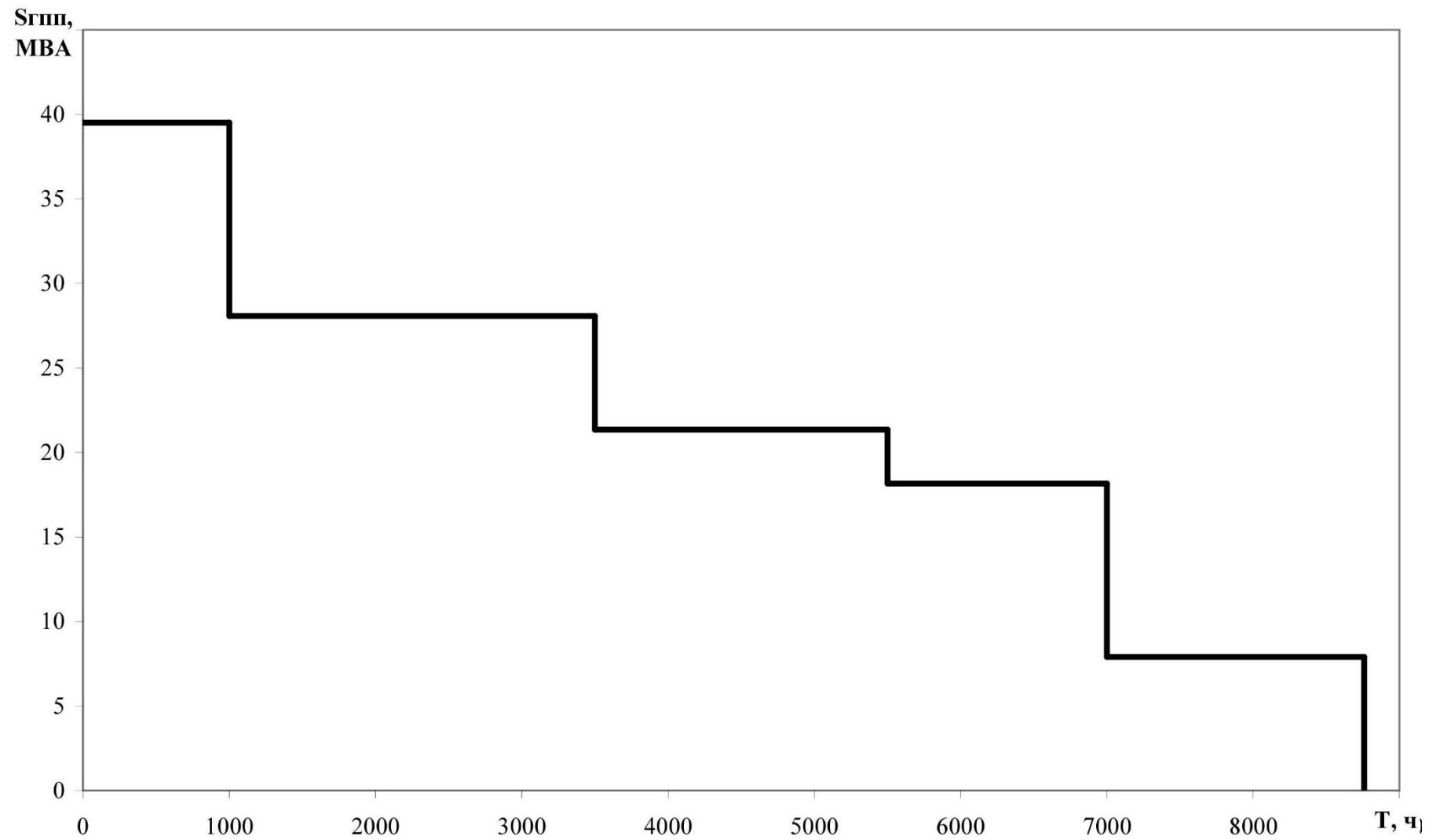


Рисунок 4.1 – Упорядоченный годовой график нагрузки ГПП завода

## 4.2 Второй вариант с установкой на ГПП двух СТ ТРДН - 40000/110/10/10 с расщепленной обмоткой низкого напряжения

Используя материалы сайта производителя СТ и справочные каталоги находим паспортные данные выбранного трансформатора ГПП:  
 $\Delta P_{xx} = 35.5 \text{ кВт}$ ,  $\Delta P_{K3} = 171.5 \text{ кВт}$ ,  $i_{xx} = 0.53 \%$ ,  $u_{K3} = 10.5 \%$ ,  
 $K_T = 39723 \text{ тыс. руб.}$

Определим приведенные потери активной мощности в СТ ГПП в режиме холостого хода:

$$\Delta P_x' = \Delta P_x + K_{un} \cdot \Delta Q_x, \quad (4.21)$$
$$\Delta P_x' = 35.5 + 0.05 \cdot 212 = 46.1 \text{ кВт},$$

при этом потери реактивной мощности на холостом ходу находятся как

$$\Delta Q_x = I_{xx\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (4.22)$$
$$\Delta Q_x = 0.53 \cdot 40000 / 100 = 212 \text{ квар},$$
$$K_{un} = 0,05 \text{ кВт} / \text{квар}.$$

Определим приведенные потери реактивной и активной мощности в обмотках СТ ГПП в режиме КЗ:

- на стороне ВН:

$$\Delta Q_{к.в} = U_{к.в\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (4.23)$$
$$\Delta Q_{к.в} = 1.3 \cdot 40000 / 100 = 525 \text{ квар},$$

$$U_{к.в\%} = 0,125 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (4.24)$$

$$U_{к.в\%} = 0,125 \cdot 10.5 = 1.3 \%,$$

$$\Delta P'_{к.в} = \Delta P_{к.в} + K_{un} \cdot \Delta Q_{к.в}, \quad (4.25)$$

$$\Delta P'_{к.б} = 0 + 0.05 \cdot 525 = 26.3 \text{ кВт.}$$

$$\Delta P_{к.б} = 0.$$

- на стороне НН:

$$\Delta Q_{к.н1} = \Delta Q_{к.н2} = U_{к.н1,2\%} \cdot S_{ном,т} / 100, \quad (4.26)$$

$$\Delta Q_{к.н1} = \Delta Q_{к.н2} = 18.375 \cdot 40000 / 100 = 7350 \text{ квар,}$$

$$U_{к.н1\%} = U_{к.н2\%} = 1,75 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (4.27)$$

$$U_{к.н1\%} = U_{к.н2\%} = 1,75 \cdot 10.5 = 18.375 \%,$$

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = \Delta P_{к.н1,2} + K_{un} \cdot \Delta Q_{к.н1,2}, \quad (4.28)$$

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = 343 + 0.05 \cdot 7350 = 710.5 \text{ кВт,}$$

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН}, \quad (4.29)$$

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \cdot 171.5 = 343 \text{ кВт.}$$

Определим коэффициенты загрузки обмоток трансформатора:

$$K_{з.б} = \frac{S_B}{S_{ном,Т}}, \quad (4.30)$$

$$K_{з.б} = \frac{39511}{40000} = 0.99.$$

$$K_{з.н1} = K_{з.н2} = \frac{S_{H1,2}}{S_{ном,Т}}, \quad (4.31)$$

$$K_{з.н1} = K_{з.н2} = \frac{19755.5}{40000} = 0.49.$$

Приведенные потери активной мощности в СТ ГПП:

$$\dot{P}_m = \Delta \dot{P}_x + K_{з.б}^2 \cdot \Delta \dot{P}_{к.б} + K_{з.н1}^2 \cdot \Delta \dot{P}_{к.н1} + K_{з.н2}^2 \cdot \Delta \dot{P}_{к.н2}, \quad (4.32)$$

$$\dot{P}_m = 46.1 + 0.99^2 \cdot 26.3 + 0.49^2 \cdot 710.5 + 0.49^2 \cdot 710.5 = 418.3 \text{ кВт.}$$

По данным годового графика нагрузки подстанции (рисунок 4.1) определяем продолжительность и уровень мощности на каждой степени графика, эти данные используем при нахождении потерь в силовых трансформаторах ГПП:

$$\Delta W_{nc} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum n_i \cdot \Delta P'_x \cdot T_i + \sum \left( \frac{1}{n_i} \cdot K_{з.вi}^2 \cdot \Delta P'_{к.в} \cdot T_i + \frac{1}{n_i} \cdot K_{з.н1i}^2 \cdot \Delta P'_{к.н1} \cdot T_i + \frac{1}{n_i} \cdot K_{з.н2i}^2 \cdot \Delta P'_{к.н2} \cdot T_i \right) \quad (4.33)$$

Результаты расчетов заносим в таблицу 4.2.

Зная суммарные годовые потери электрической энергии в трансформаторах ГПП стоимость 1 кВт·ч электроэнергии находим суммарную стоимость годовых потерь электрической энергии в трансформаторах ГПП:

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = \Delta W_{nc} \cdot C_{э}, \quad (4.34)$$

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = (601732 + 807672) \cdot 2.367 = 3336 \text{ тыс. руб.}$$

Приведенные затраты на ГПП:

$$Z_{прив} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_{э} + I_{\Delta W_{ПТС}}, \quad (4.35)$$

$$Z_{прив} = 0.25 \cdot 79446.16 + 7468 + 3336 = 30666 \text{ тыс. руб.}$$

где  $K = 2 \cdot 39723.08 = 79446.16 \text{ тыс. руб.}$  – капиталовложения в 2 силовых трансформатора типа ТРДН-40000/110/10/10;

$I_{э} = P_{сум} \cdot K = 0,094 \cdot 79446.16 = 7468 \text{ тыс. руб.}$  – сумма годовых издержек.

Исходя из минимума приведенных затрат выбираем для установки на ГПП предприятия вариант с двумя трансформаторами ТРДН- 25000/110/10/10.

Таблица 4.1 – Итоговые данные по определению потерь в режимах XX и КЗ в трансформаторах ГПП ТРДН-25000

$i$	$S_{Bi}$ , MBA	$S_{H1i}$ , MBA	$S_{H2i}$ , MBA	$n_i$	$T_i$ , ч	$\Delta W_{xi}$ , кВт·ч	$K_{зBi}$	$K_{зH1i}$	$K_{зH2i}$	$\Delta W_{кBi}$ , кВт·ч	$\Delta W_{кH1i}$ , кВт·ч	$\Delta W_{кH2i}$ , кВт·ч
1	39.511	19.756	19.756	2	1000	68750	1.580	0.790	0.790	20490	147584	147584
2	28.071	14.036	14.036	2	2500	171875	1.123	0.561	0.561	25856	186235	186235
3	21.348	10.674	10.674	2	2000	137500	0.854	0.427	0.427	11963	86169	86169
4	18.163	9.081	9.081	2	1500	103125	0.727	0.363	0.363	6495	46781	46781
5	7.902	3.951	3.951	2	1760	121000	0.316	0.158	0.158	1442	10390	10390
$\Sigma \Delta W_{xi} = 602250$										$\Sigma \Delta W_{кBi} = 1020564$		

29

Таблица 4.2 - Итоговые данные по определению потерь в режимах XX и КЗ в трансформаторах ГПП ТРДН-40000

$i$	$S_{Bi}$ , MBA	$S_{H1i}$ , MBA	$S_{H2i}$ , MBA	$n_i$	$T_i$ , ч	$\Delta W_{xi}$ , кВт·ч	$K_{зBi}$	$K_{зH1i}$	$K_{зH2i}$	$\Delta W_{кBi}$ , кВт·ч	$\Delta W_{кH1i}$ , кВт·ч	$\Delta W_{кH2i}$ , кВт·ч
1	39.511	19.756	19.756	2	1000	92200	0.988	0.494	0.494	12806	86654	86654
2	28.071	14.036	14.036	2	2500	230500	0.702	0.351	0.351	16160	109348	109348
3	21.348	10.674	10.674	2	2000	184400	0.534	0.267	0.267	7477	50594	50594
4	18.163	9.081	9.081	2	1500	138300	0.454	0.227	0.227	4059	27467	27467
5	7.902	3.951	3.951	2	1760	162272	0.198	0.099	0.099	902	6100	6100
$\Sigma \Delta W_{xi} = 807672$										$\Sigma \Delta W_{кBi} = 601732$		

## **5 Анализ и выбор электрической схемы подстанции**

«За последние несколько лет рекомендуемые к применению схемы подстанций (ПС) существенно изменились. Основные изменения по сравнению с нормативными материалами от 1987 и 1993 гг. следующие:

- на вновь проектируемых или реконструируемых подстанциях исключена возможность применения схем с отделителями и короткозамыкателями, эксплуатация которых показала их низкую надежность;
- из числа типовых схем со сборными шинами и одним выключателем на присоединение исключены схемы с совмещением обходного и секционного (шиносоединительного) выключателя;
- существенно расширены число схем с коммутацией присоединения двумя выключателями и область их применения;
- в ряде случаев, когда применяется современное оборудование с высокими эксплуатационными характеристиками, допускается упрощение структуры схем (отказ от ремонтных перемычек, отказ от обходной системы шин)» [17, 18].

«Схемы электрические распределительных устройств выбираются в соответствии со стандартами организации ПАО «ФСК ЕЭС»: «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций напряжением 35-750 кВ. Типовые решения» СТО 56947007-29.240.30.010-2008 и «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ» СТО 56947007-29.240.30.047-2010» [12].

Поскольку подстанция предприятия является тупиковой, то выбираем схему ЗН, состоящую из двух блоков (линия-трансформатор) с выключателем.

## 6 Расчет токов КЗ

Определение параметров схемы замещения при расчете в именованных единицах. Для одной из ступеней напряжения расчетной схемы выбирается величина базисного напряжения  $U_{\sigma}$ . Значение базисного тока определяется по формуле [17]

$$I_{\sigma} = \frac{U_{\sigma}}{\sqrt{3}X_k} \quad (6.1)$$

где  $X_k$  - индуктивное сопротивление цепи КЗ (при необходимости в формулу 6.1 подставляется полное сопротивление  $Z_k$ ).

Значения ЭДС и сопротивлений всех элементов схемы замещения приводятся к базисной ступени напряжения по формулам

$$E_{\sigma} = E_{dH^*}'' U_H \frac{U_{\sigma}}{U_{н.ст}} \quad (6.2)$$

$$X_{\sigma} = X \frac{U_{\sigma}^2}{U_{н.ст}^2}, \text{ или } x_{dH^*}'' \quad (6.3)$$

где  $E_{\sigma}, I_{\sigma}, X_{\sigma}$  - параметры, приведенные к базисному напряжению (при необходимости по формулам, аналогичным (6.3), могут быть определены активные сопротивления элементов);  $E_{dH^*}''$  - сверхпереходная ЭДС, отн. ед.;  $U_H$  - номинальное напряжение источника питания;  $U_{н.ст}$  - среднее номинальное напряжение ступени, на которой расположен источник питания;  $X$  - сопротивление элемента схемы в омах;  $x_{dH^*}''$  - сопротивление элемента схемы в относительных единицах, приведенное к номинальным параметрам элемента;  $S_n$  - номинальная мощность элемента схемы.

Определение параметров схемы замещения при расчете в относительных единицах. Задается базисная мощность  $S_{\sigma}$  в мегавольт-амперах и для одной из ступеней напряжения расчетной схемы базисное напряжение  $U_{\sigma}$  в киловольтах. Значение базисного тока в А определяется по формуле

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3}U_{н.см}} \quad (6.4)$$

Значение ЭДС и сопротивлений всех элементов схемы замещения определяется в относительных единицах по формулам

$$E_{\sigma^*} = E''_{дН^*} U_{н} \frac{U_{\sigma}}{U_{н.см}} \quad (6.5)$$

$$X_{\sigma} = X / X_{\sigma} = \frac{XS_{\sigma}}{U_{\sigma}^2} \text{ или } X_{\sigma} = x_{н^*} \frac{S_{\sigma}}{S_{н}} \quad (6.6)$$

Для определения токов КЗ составляется расчетная схема и ее схема замещения, которые представлены на рисунках 6.1 и 6.2 соответственно [19, 20].

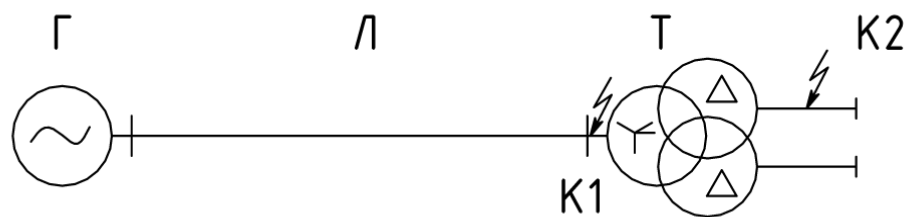


Рисунок 6.1 - Расчётная схема для определения токов КЗ



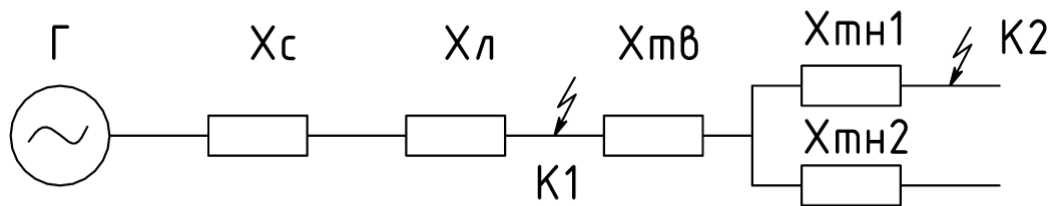


Рисунок 6.2 - - Схема замещения

Исходные данные, необходимые для расчета токов КЗ:

Напряжение, базисная мощность и мощность короткого замыкания внешней электроэнергосистемы:  $U_{cp} = 115$  кВ;  $S_{\sigma} = 1000$  МВА;  $S_{\kappa} = 3750$  МВА.

Удельное погонное сопротивление и протяженность линии электропередачи от подстанции ЭЭС до ГПП предприятия:  $x_{y\delta} = 0,4$  Ом/км;  $L = 10$  км.

Номинальная мощность и напряжение короткого замыкания силового трансформатора ГПП:  $S_{н} = 25$  МВА;  $U_{\kappa} = 10.5$  %.

Найдем значение сопротивления системы:

$$x_{c.\delta} = \frac{S_{\sigma}}{S_{\kappa}}; \quad (6.7)$$

$$x_{c.\delta} = \frac{1000}{3750} = 0.267.$$

Сопротивление участка воздушной ЛЭП от подстанции энергосистемы до ГПП предприятия:

$$x_{ВЛ.\delta} = \frac{x_{y\delta}}{2} \cdot L \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{сн}^2}; \quad (6.8)$$

$$x_{ВЛ.\delta} = \frac{0.4}{2} \cdot 10 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0.151.$$

Найдем сопротивления обмоток ВН и НН принятого к установке трансформатора на ГПП:

$$x_{T.B.\bar{\sigma}} = \frac{U_{к.в}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_H}; \quad (6.9)$$

$$x_{T.B.\bar{\sigma}} = \frac{1.3125}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 0.525.$$

$$x_{T.H.\bar{\sigma}} = \frac{U_{к.н}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_H}; \quad (6.10)$$

$$x_{T.H.\bar{\sigma}} = \frac{18.375}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7.35.$$

### 6.1 Расчет токов КЗ в точке 1

Найдем суммарное сопротивление до места КЗ:

$$x_{рез1} = x_{с.\bar{\sigma}} + x_{ВЛ.\bar{\sigma}}; \quad (6.11)$$

$$x_{рез1} = 0.267 + 0.151 = 0.418.$$

Базисный ток определим по формуле:

$$I_{\bar{\sigma}.к1} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}; \quad (6.12)$$

$$I_{\bar{\sigma}.к1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5.02 \text{ кА.}$$

«Начальное действующее значение трехфазного тока КЗ» [17]:

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{E_{\bar{\sigma}}}{x_{рез1}} \cdot I_{\bar{\sigma}}; \quad (6.13)$$

$$I_{\kappa 1}^{(3)} = \frac{1}{0.418} \cdot 5.02 = 12.014 \text{ кА.}$$

Величина ударного тока короткого замыкания определяется из выражения:

$$i_{\text{уд.}\kappa 1} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^{(3)} \cdot \kappa_{\text{уд}}; \quad (6.14)$$

$$i_{\text{уд.}\kappa 1} = \sqrt{2} \cdot 12.014 \cdot 1.8 = 30.582 \text{ кА.}$$

## 6.2 Расчет токов КЗ в точке 2

Найдем суммарное сопротивление до места КЗ:

$$x_{\text{рез}2} = x_{\text{рез}1} + x_{T.B.\bar{o}} + x_{T.H.\bar{o}}; \quad (6.15)$$

$$x_{\text{рез}2} = 0.418 + 0.525 + 7.35 = 8.293.$$

Базисный ток определим по формуле:

$$I_{\bar{o}.\kappa 2} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{CH}}}; \quad (6.16)$$

$$I_{\bar{o}.\kappa 2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 54.986 \text{ кА.}$$

«Начальное действующее значение трехфазного тока КЗ» [17]:

$$I_{\kappa 2}^{(3)} = \frac{E_{\bar{o}}}{x_{\text{рез}2}} \cdot I_{\bar{o}.\kappa 2}; \quad (6.17)$$

$$I_{\kappa 2}^{(3)} = \frac{1}{8.293} \cdot 54.986 = 6.63 \text{ кА.}$$

Величина ударного тока короткого замыкания определяется из выражения:

$$i_{уд.к2} = \sqrt{2} \cdot I_{н,о}^{(3)} \cdot K_{уд}; \quad (6.18)$$

$$i_{уд.к2} = \sqrt{2} \cdot 6.63 \cdot 1.85 = 17.347 \text{ кА.}$$

Найденные значения трехфазного тока КЗ и ударного тока короткого замыкания для точек 1 и 2 заносим в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Значения трехфазного тока КЗ и ударного тока короткого замыкания для точек 1 и 2

Точка короткого замыкания	$U_{сн}$ , кВ	$K_{уд}$	$I_{к}^{(3)}$ , кА	$i_{уд}$ , кА
1	115	1.8	12	30.6
2	10.5	1.85	6.6	17.3

## 7 Выбор и проверка на стойкость к токам КЗ основного оборудования ГПП

### 7.1 Определение параметров устанавливаемых электрических аппаратов на стороне ВН ГПП

#### 7.1.1 Выбор высоковольтных выключателей 110 кВ

Для установки на стороне ВН подстанции предприятия выбираем высоковольтный выключатель DT1-145FK.

Выбор и проверка устанавливаемого на ГПП высоковольтного выключателя осуществляется по следующим критериям [21]:

- номинальное значение напряжения в месте установки:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (7.1)$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

- номинальный ток выбираемого аппарата должен быть больше максимального тока в месте установки:

$$I_{max} < I_n, \quad (7.2)$$

$$176 \text{ А} < 1000 \text{ А},$$

значение максимального тока определяется по формуле

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (7.3)$$

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 176 \text{ А};$$

- отключающая способность выключателя:

$$I_{\kappa 1}^{(3)} \leq I_{откл.н}, \quad (7.4)$$

$$12 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА},$$

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.н}, \quad (7.5)$$

$$6.8 \text{ кА} \leq 21.5 \text{ кА},$$

где

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\kappa 1}^{(3)} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (7.6)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 12 \cdot e^{\frac{-0.046}{0.05}} = 6.8 \text{ кА},$$

$$i_{a.н} = \left( \sqrt{2} \cdot \beta_n / 100 \right) \cdot I_{откл.н}, \quad (7.7)$$

$$i_{a.н} = \left( \sqrt{2} \cdot \frac{38}{100} \right) \cdot 40 = 21.5 \text{ кА},$$

- проверяем на электродинамическую устойчивость аппарата:

$$I_{\kappa 1}^{(3)} \leq I_{нр.с}, \quad (7.8)$$

$$12 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА};$$

$$i_{yд} \leq i_{нр.с}, \quad (7.9)$$

$$30.6 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА};$$

- проверяем на термическую устойчивость аппарата:

$$B_{\kappa} \leq I_{терм}^2 \cdot t_{откл}, \quad (7.10)$$

$$21 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 153.6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Предварительно выбранный для установки на стороне ВН ГПП высоковольтный выключатель DT1-145FK удовлетворяет приведенным выше критериям выбора и проверки.

### 7.1.2 Выбор разъединителя 110 кВ

Для установки на стороне ВН подстанции предприятия выбираем разъединитель РНДЗ-2-110/1000 У1.

Выбор и проверка устанавливаемого на ГПП разъединителя осуществляется по следующим критериям:

- номинальное значение напряжения в месте установки:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (7.11)$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

- номинальный ток выбираемого аппарата должен быть больше максимального тока в месте установки:

$$I_{max} < I_n, \quad (7.12)$$

$$176 \text{ А} < 1000 \text{ А},$$

- проверяем на электродинамическую устойчивость аппарата:

$$i_{уд} \leq i_{нр.с}, \quad (7.13)$$

$$30.6 \text{ кА} \leq 75 \text{ кА};$$

- проверяем на термическую устойчивость аппарата:

$$B_k \leq I_{нр.с}^2 \cdot t_{нр.с}, \quad (7.14)$$

$$21 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 60 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Предварительно выбранный для установки на стороне ВН ГПП разъединитель РНДЗ-2-110/1000 У1 удовлетворяет приведенным выше критериям выбора и проверки.

### 7.1.3 Выбор измерительного трансформатора тока 110 кВ

Для установки на стороне ВН подстанции предприятия выбираем трансформатор тока ТВТ-110-І-200/5.

Выбор и проверка устанавливаемого на ГПП трансформатора тока осуществляется по следующим критериям:

- номинальное значение напряжения в месте установки:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (7.15)$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

- номинальный ток выбираемого аппарата должен быть больше максимального тока в месте установки:

$$I_{\max} \leq I_{н.т.т}, \quad (7.16)$$

$$176 \text{ А} \leq 200 \text{ А};$$

- проверяем на электродинамическую устойчивость аппарата:

$$i_{уд} \leq i_{э\text{лдин.ст}}, \quad (7.17)$$

$$30.6 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА};$$

- проверяем на термическую устойчивость аппарата:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{ном.}^2 \cdot t_{откл} = I_T^2 \cdot t_{откл}, \quad (7.18)$$

$$21 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 60 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$



- определяем величину вторичной нагрузки, которая не должна превышать значения, установленного изготовителем измерительного трансформатора:

$$Z_2 \leq Z_{2ном} , \quad (7.19)$$

в расчетах принимается  $Z_2 \approx R_2$

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_k , \quad (7.20)$$

Вторичной нагрузкой ТТ на стороне ВН ГПП является прибор амперметр с номинальной потребляемой мощностью 0,35 ВА. Найдем значение сопротивления:

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} , \quad (7.21)$$

$$R_{приб} = \frac{0.35}{5^2} = 0.014 \text{ Ом} .$$

Тогда максимальное сопротивление проводов будет равно:

$$R_{пр} = Z_{2ном} - R_{приб} - R_k ,$$

$$R_{пр} = 1.2 - 0.014 - 0.1 = 1.086 \text{ Ом} .$$

Данное значение сопротивления соответствует сечению медного проводника:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{пр}} , \quad (7.22)$$

$$s = \frac{0.0175 \cdot 70}{1.086} = 1.128 \text{ мм}^2.$$

По условию механической прочности принимаем сечение медной жилы равным 2.5 мм<sup>2</sup>.

Предварительно выбранный для установки на стороне ВН ГПП трансформатор тока ТВТ-110-I-200/5 удовлетворяет приведенным выше критериям выбора и проверки.

#### 7.1.4 Выбор гибких шин на стороне ВН

Гибкие шины на напряжение 110 кВ выполняются сталеалюминевым проводом АС.

Необходимое сечение провода по экономической плотности тока:

$$s = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_s}; \quad (7.23)$$

$$s = \frac{126}{1.1} = 114 \text{ мм}^2.$$

Выбираем сечение АС-120/19 мм<sup>2</sup> с длительно допустимым током 395 А.

Определим критическую напряженность электрического поля:

$$E_0 = 30.3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (7.24)$$

$$E_0 = 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left( 1 + \frac{0.299}{\sqrt{0.76}} \right) = 33.4 \text{ кВ/м.}$$

Найдем напряженность вблизи проводника:

$$E = \frac{0.354 \cdot U_n}{r_o \cdot \lg \frac{1.26 \cdot D}{r_o}}; \quad (7.25)$$

$$E = \frac{0.354 \cdot 115}{0.76 \cdot \lg \frac{1.26 \cdot 300}{0.76}} = 19.9 \text{ кВ/м.}$$

Выполним проверку на отсутствие появления короны:

$$1.07E \leq 0.9E_o; \quad (7.26)$$

$$21.3 \text{ кВ/м} < 30 \text{ кВ/м.}$$

Предварительно выбранный для установки на стороне ВН ГПП в качестве гибких шин провод АС-120/19 удовлетворяет приведенным выше критериям выбора и проверки.

## **7.2 Определение параметров устанавливаемых электрических аппаратов на стороне НН ГПП**

### **7.2.1 Выбор высоковольтных выключателей 10 кВ**

Для установки на стороне НН подстанции предприятия выбираем высоковольтный выключатель ВВ/TEL-10-31,5/1000 У2.

Выбор и проверка устанавливаемого на ГПП высоковольтного выключателя осуществляется по следующим критериям:

- номинальное значение напряжения в месте установки:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (7.27)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- номинальный ток выбираемого аппарата должен быть больше максимального тока в месте установки:

$$I_{max} < I_n, \quad (7.28)$$

$$962 \text{ A} < 1000 \text{ A},$$

значение максимального тока определяется по формуле:

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (7.29)$$

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 2} = 962 \text{ A};$$

- отключающая способность выключателя:

$$I_{к1}^{(3)} \leq I_{откл.н}, \quad (7.30)$$

$$6.6 \text{ кА} \leq 31.5 \text{ кА},$$

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.н.}, \quad (7.31)$$

$$4.1 \text{ кА} \leq 16.5 \text{ кА},$$

где

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{к1}^{(3)} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (7.32)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 6.6 \cdot e^{\frac{-0.045}{0.055}} = 4.1 \text{ кА},$$

$$i_{a.н.} = \left( \sqrt{2} \cdot \beta_n / 100 \right) \cdot I_{откл.н}, \quad (7.33)$$

$$i_{a.н.} = \left( \sqrt{2} \cdot \frac{37}{100} \right) \cdot 31.5 = 16.5 \text{ кА},$$

- проверяем на электродинамическую устойчивость аппарата:

$$I_{к1}^{(3)} \leq I_{нр.с}, \quad (7.34)$$

$$6.6 \text{ кА} \leq 31.5 \text{ кА};$$

$$i_{уд} \leq i_{нр.с}, \quad (7.35)$$

$$17.3 \text{ кА} \leq 60 \text{ кА};$$

- проверяем на термическую устойчивость аппарата:

$$B_{к} \leq I_{терм}^2 \cdot t_{откл}, \quad (7.36)$$

$$6.5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 59.4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Предварительно выбранный для установки на стороне НН ГПП высоковольтный выключатель ВВ/TEL-10-31,5/1000 У2 удовлетворяет приведенным выше критериям выбора и проверки.

### 7.2.2 Выбор измерительного трансформатора тока 10 кВ

Для установки на стороне НН подстанции предприятия выбираем трансформатор тока ТПОЛ-10-1000/5 УЗ.

Выбор и проверка устанавливаемого на ГПП трансформатора тока осуществляется по следующим критериям:

- номинальное значение напряжения в месте установки:

$$U_{сети} \leq U_{н}, \quad (7.37)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- номинальный ток выбираемого аппарата должен быть больше максимального тока в месте установки:

$$I_{\max} \leq I_{H.TT}, \quad (7.38)$$

$$962 \text{ A} \leq 1000 \text{ A};$$

- проверяем на электродинамическую устойчивость аппарата:

$$i_{y\delta} \leq i_{\text{элд.ин.ст}}, \quad (7.39)$$

$$17.3 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА};$$

- проверяем на термическую устойчивость аппарата:

$$B_{\kappa} \leq K_T^2 \cdot I_{\text{ном.}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = I_T^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (7.40)$$

$$6.5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 167.6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- определяем величину вторичной нагрузки, которая не должна превышать значения, установленного изготовителем измерительного трансформатора:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (7.41)$$

в расчетах принимается  $Z_2 \approx R_2$

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\kappa}, \quad (7.42)$$

Вторичной нагрузкой ТТ на стороне НН ГПП являются приборы: амперметр, ваттметр, варметр, счетчик активной и реактивной энергии с суммарной номинальной потребляемой мощностью 8.4 ВА. Найдем значение сопротивления:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (7.43)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{8.4}{5^2} = 0.336 \text{ Ом}.$$

Тогда максимальное сопротивление проводов будет равно:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}},$$

$$R_{\text{пр}} = 1.2 - 0.336 - 0.1 = 0.764 \text{ Ом}.$$

Данное значение сопротивления соответствует сечению медного проводника:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}}, \quad (7.44)$$

$$s = \frac{0.0175 \cdot 46}{0.764} = 1.054 \text{ мм}^2.$$

По условию механической прочности принимаем сечение медной жилы равным 2.5 мм<sup>2</sup>.

Предварительно выбранный для установки на стороне НН ГПП трансформатор тока ТПОЛ-10-1000/5 УЗ удовлетворяет приведенным выше критериям выбора и проверки.

Аналогичным образом выбираем трансформаторы тока, устанавливаемые на линиях к потребителям.

### 7.2.3 Выбор измерительного трансформатора напряжения 10 кВ

Для установки на стороне НН подстанции предприятия выбираем трансформатор напряжения НАМИТ-10-2 УХЛ.

Выбор и проверка устанавливаемого на ГПП трансформатора напряжения осуществляется по следующим критериям:

- номинальное значение напряжения в месте установки:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (7.45)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- класс точности трансформатора напряжения должен удовлетворять целям измерения;

- определяем величину вторичной нагрузки, которая не должна превышать значения, установленного изготовителем измерительного трансформатора:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (7.46)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\Sigma S_{приб} \cos \varphi)^2 + (\Sigma S_{приб} \sin \varphi)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}. \quad (7.47)$$

Вторичной нагрузкой ТН на стороне НН ГПП являются счетчики активной и реактивной электрической энергии с номинальной потребляемой мощностью 26 ВА.

$$26 \text{ ВА} \leq 120 \text{ ВА}.$$

Предварительно выбранный для установки на стороне НН ГПП трансформатор напряжения НАМИТ-10-2 УХЛ удовлетворяет приведенным выше критериям выбора и проверки.

#### 7.2.4 Выбор жестких шин

Необходимое сечение шины по экономической плотности тока:



$$s = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{э}}}; \quad (7.48)$$

$$s = \frac{687}{1.1} = 625 \text{ мм}^2.$$

Принимаем к установке шины из алюминиевого сплава прямоугольной формы 80x8 мм, с длительно допустимым током 1320 А.

Найдем минимально допустимое сечение шины исходя из условия термической устойчивости:

$$s_{\min} = \frac{\sqrt{B_K} \cdot 10^3}{C_T}, \quad (7.49)$$

$$s_{\min} = \frac{\sqrt{6.5} \cdot 10^3}{66} = 38.6 \text{ мм}^2.$$

Сила, действующая на шины во время трехфазного КЗ:

$$F_{\max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} \cdot l \cdot i_{\text{уд}}^2 \cdot K_{\phi} \cdot K_p, \quad (7.50)$$

$$F_{\max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{1} \cdot 2.5 \cdot 17300^2 \cdot 1 \cdot 1 = 129.6 \text{ Н}.$$

Момент сопротивления поперечного сечения шины:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (7.51)$$

$$W = \frac{0.008 \cdot 0.08^2}{6} = 8.5 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

Максимальное напряжение в материале шины:

$$\sigma_{\max} = \frac{F_{\max}^{(3)} \cdot l}{\lambda \cdot W}, \quad (7.52)$$

$$\sigma_{\max} = \frac{129.6 \cdot 2.5}{8 \cdot 8.5 \cdot 10^{-6}} \cdot 10^{-6} = 4.7 \text{ МПа}.$$

Проверяем на электродинамическую устойчивость:

$$\sigma_{\max} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (7.53)$$

$$4.7 \text{ МПа} \leq 247.1 \text{ МПа},$$

где

$$\sigma_{\text{доп}} = 0.7 \cdot \sigma_p, \quad (7.54)$$

$$\sigma_{\text{доп}} = 0.7 \cdot 353 = 247.1 \text{ МПа}.$$

«Момент инерции поперечного сечения шины» [21]:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (7.55)$$

$$J = \frac{0.008 \cdot 0.08^3}{12} = 3.4 \cdot 10^{-7} \text{ м}^4.$$

«Частота собственных колебаний» [21]:

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}}; \quad (7.56)$$

$$f_0 = \frac{3.14^2}{2 \cdot \pi \cdot 2.5^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 3.4 \cdot 10^{-7}}{2.5}} = 24.6 \text{ Гц}.$$

При значении частоты собственных колебаний не превышающей 30 Гц механический резонанс не появляется.

### 7.2.5 Выбор опорных изоляторов

Опорные изоляторы применяют для крепления шин. Для установки на стороне 10 кВ подстанции выбираем изоляторы типа ИОР-10-250 У2.

Выбор и проверка опорных изоляторов осуществляется по следующим критериям:

- номинальное значение напряжения в месте установки:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (7.57)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- максимальная нагрузка на головку изолятора не должна превышать допустимого значения:

$$F_{\max}^{(3)} \leq F_{доп}, \quad (7.58)$$

$$129.6 \text{ Н} < 890 \text{ Н},$$

где

$$F_{доп} = 0.6 \cdot F_{разруш} \cdot \frac{H_u}{H}, \quad (7.59)$$

$$F_{доп} = 0.6 \cdot 2500 \cdot \frac{0.07}{0.118} = 890 \text{ Н}.$$

где

$$H = H_u + b + \frac{h}{2}, \quad (7.60)$$

$$H = 0.07 + 0.008 + \frac{0.08}{2} = 0.118.$$

Предварительно выбранные для установки на стороне НН ГПП опорные изоляторы ИОР-10-250 У2 удовлетворяют приведенным выше критериям выбора и проверки.

### 7.2.6 Выбор проходных изоляторов

Для прохождения проводников через конструктивные элементы выбираем проходные изоляторы ИП-10/1000-7,5 УХЛ2.

Выбор и проверка проходных изоляторов осуществляется по следующим критериям:

- номинальное значение напряжения в месте установки:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (7.61)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- номинальный ток выбираемого изолятора должен быть больше максимального тока в месте установки:

$$I_{max} < I_n, \quad (7.62)$$

$$962 \text{ А} < 1000 \text{ А};$$

- максимальная нагрузка на головку изолятора не должна превышать допустимого значения:

$$F_{расч} \leq 0.6 \cdot F_{разр}, \quad (7.63)$$

$$37.4 \text{ Н} < 4500 \text{ Н},$$

где

$$F_{расч} = 0.5 \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l_{из} \cdot 10^{-7}, \quad (7.64)$$

$$F_{расч} = 0.5 \cdot \frac{17300^2}{1} \cdot 2.5 \cdot 10^{-7} = 37.4.$$

Предварительно выбранные для установки на стороне НН ГПП проходные изоляторы ИП-10/1000-7,5 УХЛ2 прошли проверку.

## 8 Расчет защитного заземления на главной понизительной подстанции предприятия

При продолжительности отключения тока КЗ равной 0.45 с максимальное разрешенное напряжение прикосновения составляет 500 В [21].

Напряжение на заземлителе найдем из выражения:

$$U_3 = \frac{U_{np.\dot{\omega}on}}{\kappa_{II}}, \quad (8.1)$$

$$U_3 = \frac{500}{0.284} = 1758 \text{ В},$$

где значение коэффициента напряжения прикосновения может быть определено:

$$\kappa_{II} = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_g L_z}{a\sqrt{S}}\right)^{0.45}}, \quad (8.2)$$

$$\kappa_{II} = \frac{0.5 \cdot 0.94}{\left(\frac{5 \cdot 276}{10 \cdot \sqrt{2010}}\right)^{0.45}} = 0.284,$$

коэффициент, зависящий от величины сопротивления тела человека:

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + 1.5\rho_{в.с}}, \quad (8.3)$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1.5 \cdot 40} = 0.94.$$

Найденное значение напряжения на заземлителе находится в допустимых пределах (10 кВ).

Величина сопротивления ЗУ должна меньше установленного значения:

$$R_3 < R_{3,доп}. \quad (8.4)$$

Найдем количество ячеек в расчетной модели заземлителя:

$$m = \frac{L_2}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (8.5)$$
$$m = \frac{276}{2 \cdot \sqrt{2010}} - 1 \approx 2.$$

Значение длины соединительных полос в расчетной модели:

$$L_2 = 2\sqrt{S}(m+1), \quad (8.6)$$
$$L_2 = 2\sqrt{2010} \cdot (2+1) = 269 \text{ м.}$$

Длина стороны ячейки составит:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}, \quad (8.7)$$
$$b = \frac{\sqrt{2010}}{2} = 22.4 \text{ м.}$$

Количество вертикальных заземлителей, располагаемых по контуру подстанции:

$$n_g = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_g}, \quad (8.8)$$
$$n_g = \frac{\sqrt{2010} \cdot 4}{1.5} \approx 36.$$

Общая протяженность вертикальных заземлителей составит:

$$L_g = l_g \cdot n_g, \quad (8.9)$$
$$L_g = 5 \cdot 36 = 180 \text{ м.}$$

Значение относительной глубины погружения вертикальных заземлителей найдем из выражения:

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}}, \quad (8.10)$$
$$\frac{5 + 0.7}{\sqrt{2010}} = 0.127.$$

Суммарное сопротивление сложного заземлителя:

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_c + L_g}, \quad (8.11)$$
$$R_3 = 0.337 \cdot \frac{40}{\sqrt{2010}} + \frac{40}{276 + 180} = 0.39 \text{ Ом,}$$

где

$$A = \left( 0.444 - 0.84 \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \right), \quad (8.12)$$
$$A = (0.444 - 0.84 \cdot 0.127) = 0.337;$$

Итоговое значение сопротивления заземлителя не превышает установленного значения в 0,5 Ом, следовательно, расчет количества вертикальных заземлителей произведен верно.

## Заключение

Для достижения цели бакалаврской работы было выполнено определение перспективных расчетных нагрузок по каждому цеху в отдельности, включая расчеты нагрузок 0,4 кВ и 6-10 кВ, и по предприятию в целом. Суммарная нагрузка завода составила  $P_p=38331$  кВт и  $Q_p=37618$  квар.

В качестве примера приведен расчет необходимого количества трансформаторов для установки на КТП и выбраны их номинальные мощности.

Так как для КТП модельного цеха приведенные затраты на вариант с установкой на КТП двух СТ мощностью 1000 кВА и 2 автоматических компенсирующих установок составили 594 тыс.руб., а для варианта с двумя СТ мощностью 1600 кВА без компенсации составили 806 тыс.руб., то по минимуму затрат был выбран первый вариант.

Так же по минимуму приведенных затрат определен наиболее экономичный вариант установки силовых трансформаторов на ГПП предприятия.

Исходя из минимума приведенных затрат выбираем для установки на главной понизительной подстанции предприятия вариант с двумя трансформаторами ТРДН- 25000/110/10/10.

Произведен анализ и выбор электрической схемы подстанции. Поскольку подстанция предприятия является тупиковой, то выбрана схема ЗН, состоящая из двух блоков (линия-трансформатор) с выключателем.

Выполнен расчет токов короткого замыкания, выбрано и проверено на стойкость к токам КЗ основное оборудование ГПП: высоковольтные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы, изоляторы, ошиновка.

Произведен расчет защитного заземления на главной понизительной подстанции предприятия, в результате которого выбрано 36 вертикальных заземлителей.



## Список используемых источников

1. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы 6-го и 7-го издания. - Новосибирск: Сибирское университетское издательство, 2016.
2. Ополева Г. Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов [Электронный ресурс]: учеб. пособие. М. : ИД «ФОРУМ» : ИНФРА-М, 2019. 416 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product/1003805> (дата обращения 08.05.2020).
3. Комков В.А., Тимахова Н.С. Энергосбережение в жилищно-коммунальном хозяйстве: учебное пособие, 2-е изд. М.: НИЦ ИНФРА-М, 2015. 204 с.
4. Непомнящий В.А. Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей [Электронный ресурс]. Электрон. дан. Москва : Издательский дом МЭИ, 2016. 188 с. URL: <https://e.lanbook.com/book/72323> (дата обращения: 15.04.2020).
5. Ogawa J., Fukui S., Sugai M., Aoyama S., Koseki N., Matsubara T. AC Loss in each layer of three-layer twisted HTS cable // IEEE Transactions on Applied Superconductivity. 2019. № 29 (5), pp. 13-19.
6. Сибикин Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов: учебное пособие. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2015. 384 с.
7. Roman K. The Digital Information Age: An Introduction to Electrical Engineering. Cengage Learning, 2014. 400 p.
8. Щербаков Е.Ф., Александров Д.С., Дубов А.Л. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях: учебное пособие. М.: Форум, 2019. 496 с.
9. РТМ 36.18.32.4-92 Указания по расчету электрических нагрузок. ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект» №358-90 от 1 августа 1993 г.
10. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Проектирование систем электроснабжения [Электронный ресурс]: электронное учеб.-метод. пособие. Тольятти : Изд-

- во ТГУ, 2016. 78 с. URL: [https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/2976/1/Vahnina% 20Chernenko\\_EUMI\\_Z.pdf](https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/2976/1/Vahnina%20Chernenko_EUMI_Z.pdf) (дата обращения: 26.04.2020).
11. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Системы электроснабжения [Электронный ресурс]: электронное учеб.-метод. пособие. Тольятти : Изд-во ТГУ, 2015. 46 с. URL: [https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/2943/1/Vahnina%20Chernenko\\_EUMI\\_Z.pdf](https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/2943/1/Vahnina%20Chernenko_EUMI_Z.pdf) (дата обращения: 18.04.2020).
  12. Сазонова Т.В., Шлейников В.Б. Электроснабжение силовых электроприемников цеха промышленного предприятия: учебное пособие. М.: Бибком, 2016. 110 с.
  13. Rajan R., Fernandez F.M. Power control strategy of photovoltaic plants for frequency regulation in a hybrid power system // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. 2019. №110. pp. 171-183.
  14. Бартоломей П.А. Информационное обеспечение задач электроэнергетики: учебное пособие, 2-е изд., стер. М.: Флинта, Изд-во Урал. ун-та, 2017. 108 с.
  15. Матаев У.М. Практикум по электроэнергетике (в примерах с решениями) : учебное пособие. Алматы: Нур-Принт, Казахский национальный аграрный университет, 2014. 195 с.
  16. Chapman S.J. Instructor's Manual to accompany Electric Machinery and Power System Fundamentals, Second Edition. USA: McGraw-Hill, 2011. 307 p.
  17. Кудряков А.Г., Сазыкин В.Г. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах : учебник. Саратов: Ай Пи Эр Медиа, 2018. 263 с.
  18. Алиев И.И. Электротехника и электрооборудование : учебное пособие для вузов. Саратов: Вузовское образование, 2014. 1199 с.
  19. Zhu J., Chen P., Qiu M., Liu C., Liu J., Zhang H., Zhang H., Ding K. Experimental investigation of a high temperature superconducting pancake consisted of the REBCO composite cable for superconducting magnetic energy

storage system // IEEE Transactions on Applied Superconductivity. 2019. № 29 (5), pp. 59-63.

20. Кобелев А.В., Кочергин С.В., Печагин Е.А. Режимы работы электроэнергетических систем : учебное пособие для бакалавров и магистров направления «Электроэнергетика». Тамбов: Тамбовский государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2015. 80 с.
21. Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козина М.А. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие. М.: Издательский дом МЭИ, 2015. 296 с.
22. Министерство труда и социальной защиты Российской Федерации. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. М.: Эксмо, 2018. 98 с.
23. Сибикин Ю.Д. Безопасность труда при монтаже, обслуживании и ремонте электрооборудования предприятий. М.: КноРус, 2016. 264 с.