

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 предприятия по выпуску приборов промышленной автоматики

Студент

К.Б. Николаев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., А.Н. Черненко

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

Тольятти 2021

## Аннотация

Бакалаврская работа выполнена по теме: «Электроснабжение предприятия по выпуску приборов промышленной автоматики».

При разработке системы электроснабжения завода в работе решались следующие задачи: по методу расчетного коэффициента для всех цехов завода находились значения расчетных нагрузок; на примере одного из цехов было выполнено сравнение установки на цеховой трансформаторной подстанции двух силовых трансформаторов различной мощности и выполнен расчет необходимых устройств компенсации реактивной мощности, в результате которого был выбран наиболее оптимальный по затратам вариант; на главной понизительной подстанции предприятия на основе наименьших приведенных затрат на установку основного оборудования выбраны количество и номинальная мощность силовых трансформаторов, произведен расчет потерь электрической энергии в них на различных ступенях годового графика нагрузки; дано обоснование электрической схемы на главной понизительной подстанции; определены значения токов КЗ в сетях ВН и НН главной понизительной подстанции предприятия; основные электрические аппараты устанавливаемые на ГПП проверены на стойкость к токам короткого замыкания; произведены расчеты параметров системы заземления на подстанции.

Бакалаврская работа выполнена в объеме 61 страницы печатного текста, содержит 4 таблицы и 4 рисунка. К пояснительной записке прилагаются 6 чертежей, выполненных на стандартных листах формата А1.

## Содержание

Введение.....	4
1 Характеристика проектируемого объекта .....	5
2 Определение расчетных нагрузок по цехам предприятия.....	7
3 Выбор количества и номинальной мощности трансформаторов на цеховой трансформаторной подстанции .....	13
4 Техничко-экономическое сравнение вариантов установки трансформаторов на ГПП предприятия .....	23
4.1 Размещение на подстанции двух трансформаторов типа ТДН - 10000/35/10.....	25
4.2 Размещение на подстанции двух трансформаторов типа ТДН - 16000/35/10.....	28
5 Обоснование электрической схемы на ГПП .....	31
6 Определение значений токов КЗ .....	32
6.1 Расчет токов КЗ в точке К1 .....	33
6.2 Расчет токов КЗ в точке К2 .....	34
7 Выбор электрических аппаратов и проводников на ГПП предприятия.....	36
7.1 Выбор электроаппаратов на стороне ВН главной понизительной подстанции.....	36
7.2 Выбор электроаппаратов на стороне НН главной понизительной подстанции.....	44
8 Определение параметров системы заземления на ГПП.....	54
Заключение .....	58
Список используемых источников.....	59

## Введение

Система электроснабжения предприятия как правило состоит из трех взаимосвязанных подсистем [1]:

- подсистемы внешнего электроснабжения к которой относятся электрические сети с номинальным напряжением от 35 кВ до 220 кВ, связывающие электроэнергетическую систему с центром электрического питания (ЦЭП) предприятия;
- подсистемы внутреннего электроснабжения, в которую входят центр электрического питания, которым в зависимости от размера предприятия могут быть узловая распределительная подстанция (УРП) от которой в свою очередь получают питание несколько ГПП, главная понизительная подстанция, подстанция глубокого ввода или центральный распределительный пункт если напряжение системы внешнего электроснабжения совпадает с напряжением внутриводской системы электроснабжения. Кроме этого в систему внутреннего электроснабжения входят электрические сети с номинальным напряжением от 6 кВ до 20 кВ, служащие для передачи электрической энергии от центра электрического питания предприятия до высоковольтных распределительных пунктов или цеховых комплектных трансформаторных подстанций (КТП);
- подсистемы внутрицехового электроснабжения к которой относятся сами КТП, магистральные и распределительные шинопроводы, линии от КТП к низковольтным распределительным пунктам и щитам, а также линии к самим электроприемникам [2-4].

Цель бакалаврской работы – обеспечение надежного функционирования системы электроснабжения предприятия по выпуску приборов промышленной автоматики, за счет установки нового и современного электрооборудования.

## **1 Характеристика проектируемого объекта**

Предприятие является одним из ведущих производителей и поставщиков различных моделей терморегуляторов, термостатов и большого спектра наименований приборов промышленной автоматики.

Главным критерием, применяемым при разработке, производстве и последующей реализации изделий, является, в первую очередь, ориентация на нужды отечественных заказчиков. Поэтому предприятие стремится обеспечить выпускаемым устройствам: простоту конструкции; высокие показатели надежности и долгий срок службы изделий; способность эксплуатации в самых жестких условиях с низким качеством подаваемой электроэнергии; в условиях отсутствия высококвалифицированного эксплуатационного персонала.

Учет всех этих условий на всех этапах проектирования и производства позволяет создавать сложные многофункциональные устройства, полностью удовлетворяющие требованиям потребителей. Завод выпускает как отдельные приборы и изделия, так и полностью собранные и работоспособные системы с расширенным функционалом.

Все производимое оборудование и комплектующие проходят восьмичасовые испытания в условиях, максимально приближенных к реальным условиям эксплуатации. Оборудование с повышенными эксплуатационными характеристиками дополнительно выдерживается в термокамере.

Весомую доля в продукции завода занимают устройства, выпускаемые по заказу и по документации потребителей. Поддержание гибкости производства возможно за счет применения универсальных модулей и компонентов, что позволяет собирать широкий спектр устройств с заданными функциями при незначительной доработке существующих стандартных изделий.

Еще одним направлением деятельности завода является продажа резистивных ленточных нагревателей и саморегулирующихся кабелей. Эти изделия применяются для решения самых разных задач: обогрева крыш, трубопроводов, водостоков, экструдеров, литьевых форм и др.

На базе выпускаемых предприятием терморегуляторов и нагревательных кабелей производятся специализированные комплексные системы управления устройствами обогрева и антиобледенения.

Предприятие всегда поддерживает склад стандартной номенклатуры, как управляющей автоматики, терморегуляторов, контролёров уровня, устройств защиты, так и нагревательных лент, кабелей и ТЭНов.

В номенклатуру выпускаемых изделий входят:

- аналоговые терморегуляторы которые используются для управления работой нагревательных приборов, систем отопления и горячего водоснабжения, а также множества других устройств, для которых необходим контроль температуры;

- микропроцессорные терморегуляторы с цифровым управлением, которые применяются для управления в сложных системах, со множеством контролируемых параметров и величин, когда контролируется не только температура, но и время, скорость, влажность и другие условия;

- измерители-регуляторы влажности;

- датчики-реле уровня;

- реле времени и таймеры;

- защита от протечек воды;

- устройства защиты;

- GSM-оборудование;

- трубчатые нагреватели (ТЭН);

- гибкие ленточные нагреватели;

- щитовое оборудование.

Дана характеристика выпускаемой предприятием продукции, а также перспективных направлений развития предприятия.

## 2 Определение расчетных нагрузок по цехам предприятия

«Максимальная мощность, потребляемая группой приемников с переменной нагрузкой, всегда меньше суммы номинальных мощностей этих приемников. Это объясняется тем, что приемники не всегда загружаются на полную мощность, а их наибольшие нагрузки не совпадают по времени. Это необходимо учитывать при выборе элементов системы электроснабжения во избежание завышения их пропускной способности и стоимости. Необходимо также учитывать неравномерность электрических нагрузок по часам суток, по дням недели, по сезонам года» [5].

Выбор метода расчета электрических нагрузок зависит от уровня системы электроснабжения [6, 7]:

- 1 – уровень одиночных электроприемников;
- 2 – уровень распределительных пунктов или шкафов, а также распределительных шинопроводов;
- 3 – уровень распределительного устройства 0,4 кВ цеховой КТП;
- 4 – уровень высоковольтного распределительного устройства 6-10 кВ и место подключения высоковольтных электроприемников;
- 5 – уровень распределительного устройства напряжением 6 и 10 кВ главной понизительной подстанции предприятия;
- 6 – уровень стороны высокого напряжения главной понизительной подстанции предприятия.

«Расчетные нагрузки по отдельным цехам предприятия определяются по методике, приведенной в РТМ 36.18.32.4-92» [8].

Значения эффективного числа электроприемников находятся по формуле:

$$n_{\text{Э}} = \frac{(\sum P_{\text{н}})^2}{\sum n p_{\text{н}}^2}. \quad (1)$$

где  $p_{\text{н}}$  - номинальная мощность одного ЭП,

$P_n$  - номинальная мощность группы ЭП.

«При определении значений эффективного числа электроприемников в целом по цеху промышленного предприятия допускается пользоваться упрощенным выражением» [9]:

$$n_{\text{Э}} = \frac{2 \sum P_n}{P_{n.\text{макс}}} \quad (2)$$

где  $P_{n.\text{макс}}$  - номинальная мощность самого мощного ЭП.

«Найденное по указанным выражениям значение  $n_{\text{Э}}$  округляется до ближайшего меньшего целого числа. При  $n_{\text{Э}} \leq 4$  рекомендуется пользоваться номограммой» [9].

«Если найденное по упрощенному выражению число  $n_{\text{Э}}$  окажется больше  $n$ , то следует принимать  $n_{\text{Э}} = n$ .

Если  $P_{n.\text{макс}} / P_{n.\text{мин}} \leq 3$ , где  $P_{n.\text{мин}}$  - номинальная мощность наименее мощного ЭП группы, также принимается  $n_{\text{Э}} = n$ » [9].

«Справочные таблицы для нахождения значений коэффициентов расчетной мощности приведены в РТМ 36.18.32.4-92» [8].

«Расчетная активная нагрузка группы силовых трехфазных электроприемников на всех ступенях питающих и распределительных сетей находится» [10]:

$$P_p = K_p \cdot K_{II} \cdot P_H \quad (3)$$

где  $K_{II}$  - коэффициент использования.

$K_p$  - расчетный коэффициент.

«Значение реактивной нагрузки для группы электроприемников определяется по одному из выражений» [10]:

при значении  $n_{\text{Э}} \leq 10$



$$Q_P = 1,1 \cdot P_H \cdot K_{II} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (4)$$

при значении  $n_{\Theta} > 10$

$$Q_P = P_H \cdot K_{II} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (5)$$

«где  $\operatorname{tg} \varphi$  - коэффициент реактивной мощности рассматриваемой группы электроприемников» [10].

«Значение полной расчетной нагрузки находится по формуле» [10]:

$$S_P = \sqrt{P_P^2 + Q_P^2} \quad (6)$$

«Для расчета электрических нагрузок высоковольтных электроприемников необходимо по заданной суммарной номинальной мощности подобрать конкретные синхронные и асинхронные двигатели, различного рода электротехнологические установки (электродные трансформаторы, электролизные установки и т.д.), которые выбираются в соответствии с технологией производства предприятия. При этом возможно незначительное изменение заданной номинальной мощности с учетом мощности выбранных электроприемников» [10].

«Значения расчетных нагрузок высоковольтных электроприемников определяются также, как и низковольтных. Методика расчета зависит от числа электроприемников, их режима их работы и соотношения номинальных мощностей отдельных электроприемников.

Реактивные нагрузки высоковольтных синхронных двигателей, вычитаются из прочих реактивных нагрузок» [10].

Результаты расчетов нагрузок по заводу приведены в таблице 1.

Выводы по разделу: определены расчётные максимальные нагрузки по предприятию в целом и по каждому из цехов частности. Отдельно произведен расчет нагрузок до и выше 1000В.

Таблица 1 – Результаты расчетов нагрузок по заводу

Цеха завода	$P_n,$ 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
Корпус №1	5980	44.30	135	0.32	0.75	0.88	1913.6	1687.64	1.04	1990.14	1687.64	2609.37
Гараж	447	10.64	42	0.34	0.58	1.40	151.98	213.46	1.18	179.34	213.46	278.79
Ремонтно- строительный цех	618	13.43	46	0.31	0.68	1.08	191.58	206.57	1.11	212.65	206.57	296.47
Столовая	98	5.16	19	0.24	0.66	1.14	23.52	26.77	1.62	38.10	26.77	46.57
Корпус №2	4995	142.71	35	0.59	0.76	0.86	2947.1	2520.20	1.05	3094.40	2520.20	3990.83
Инженерный корпус	457	16.32	28	0.56	0.77	0.83	255.92	212.06	1.14	291.75	212.06	360.68
Корпус №4	4079	33.16	123	0.39	0.63	1.23	1590.8	1960.98	1.02	1622.63	1960.98	2545.26
Корпус №6	2410	31.30	77	0.25	0.58	1.40	602.5	846.22	1.16	698.90	846.22	1097.52

Продолжение таблицы 1

Цеха завода	$P_n,$ 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
Монтажно-заготовительный участок	1755	11.86	148	0.3	0.57	1.44	526.5	758.94	1.03	542.30	758.94	932.78
Электроремонтный цех	2018	41.18	49	0.35	0.65	1.17	706.3	825.76	1.16	819.31	825.76	1163.24
Корпус №3	4690	97.71	48	0.2	0.53	1.60	938	1500.80	1.16	1088.08	1500.80	1853.73
Блок очистки стоков	1913	22.24	86	0.46	0.72	0.96	879.98	848.17	1.1	967.98	848.17	1287.00
Корпус №5	2764	15.02	184	0.69	0.73	0.94	1907.2	1785.54	1.01	1926.23	1785.54	2626.50
Компрессорная	35	5.83	6	0.73	0.82	0.70	25.55	17.83	1.26	32.19	19.62	37.70
Склад металла	37	5.29	7	0.14	0.62	1.27	5.18	6.56	2.25	11.66	7.21	13.71
Насосная обратного, водоснабжения	738	13.42	55	0.71	0.75	0.88	523.98	462.11	1.06	555.42	462.11	722.52

Продолжение таблицы 1

№ цеха на плане предприятия	$P_n$ , 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
Склад материальный №1	16	2.00	8	0.22	0.74	0.91	3.52	3.20	2.04	7.18	3.52	8.00
Корпус №7	2144	59.56	36	0.41	0.63	1.23	879.04	1083.58	1.11	975.73	1083.58	1458.15
Итого по заводу	35194	2...143	1132	0.40	-	1.06	14072	14966.38	-	15053.99	14969.14	21229.64

### **3 Выбор количества и номинальной мощности трансформаторов на цеховой трансформаторной подстанции**

«Цеховые трансформаторные подстанции имеют: силовой трансформатор; УВН - устройство ввода со стороны высшего напряжения; РУНН - распределительное устройство со стороны низкого напряжения; СУНН - соединительное устройство со стороны низшего напряжения; СУВН - соединительное устройство со стороны высшего напряжения; шинопроводы; АВР - автоматический ввод резерва; ТАВР - тиристорное устройство автоматического ввода резерва; шкафы управления трансформаторами.

Условное обозначение КТП имеет структуру: 2КТПМ1 400/10/0,4-06-ТСЗ - двухтрансформаторная комплектная модифицированная подстанция с трансформаторами мощностью 400 кВА, на номинальное напряжение на стороне ВН 10 кВ, на номинальное напряжение на стороне НН 0,4 кВ, год разработки рабочих чертежей 2006, климатическое исполнение Т, категория размещения 3.

Шкафы РУНН по своему функциональному назначению делятся на вводные (ШВ), линейные (ШЛ), секционные (ШС), релейный (ШР), блочно-релейные (ШБР). Каждый шкаф разделяется на отсеки: отсек выключателей выдвижного исполнения; приборный (или релейный) отсек, где установлена аппаратура управления, автоматики и учета электроэнергии; отсек шин и кабелей, где размещены сборные шины, шинные ответвления для кабельных и шинных присоединений и трансформаторы тока.

В шкафах может быть установлено 1, 3 или 4 выключателя. Выключатели в шкафах располагаются вертикально по высоте шкафа, каждый в своем отсеке, при этом обеспечивается взаимозаменяемость выключателей в любом отсеке» [5, 11, 12].

Выбираем силовые трансформаторы на подстанции насосной оборотного водоснабжения.

«Номинальная мощность одного из двух трансформаторов, устанавливаемых на подстанции должна быть больше» [4]:

$$S_{HT} > \frac{P_{p\Sigma}}{K_3 N_T}, \quad (7)$$

где  $K_3$  - коэффициент загрузки,

$P_{p\Sigma}$  - суммарная расчетная нагрузка;

$N_T$  - число трансформаторов на ТП.

$$S_{HT} > \frac{555.4}{0,7 \cdot 2} = 397 \text{ кВА.}$$

По номенклатуре выпускаемых трансформаторов принимаем к установке СТ с номинальной мощностью  $S_{HT} = 400 \text{ кВА}$ .

Рассмотрим вариант с установкой на КТП двух трансформаторов ТМГ-400.

Из каталога производителя находим: потери холостого хода  $\Delta P_{xx} = 0.88 \text{ кВт}$ ; потери короткого замыкания  $\Delta P_{кз} = 5.5 \text{ кВт}$ ; ток холостого хода  $i_{xx} = 1.3 \%$ ; напряжение КЗ  $u_{кз} = 4.4 \%$ ; капитальные затраты на трансформатор  $K_T = 241.723 \text{ тыс. руб.}$

«Потери активной и реактивной мощности в трансформаторе определим по формуле» [11]:

$$\Delta P_{mp} = N_T \cdot (P_{xx} + K_3^2 \cdot P_{кз}), \quad (8)$$

$$\Delta P_{mp} = 2 \cdot (0.88 + 0.7^2 \cdot 5.5) = 7.15 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{mp} = N_T \cdot (i_0 + K_3^2 \cdot U_{кз}) \cdot \frac{S_H}{100}, \quad (9)$$

$$\Delta Q_{mp} = 2 \cdot (1.3 + 0.7^2 \cdot 4.4) \cdot \frac{400}{100} = 27.65 \text{ квар.}$$

«Расчётная нагрузка с учётом потерь в трансформаторе составит» [11]:

$$P_p = P_{p\Sigma} + \Delta P_T, \quad (10)$$

$$P_p = 555.4 + 7.15 = 562.6 \text{ кВт},$$

$$Q_p = Q_{p\Sigma} + \Delta Q_T, \quad (11)$$

$$Q_p = 475.1 + 27.65 = 502.8 \text{ квар}.$$

«Реактивная мощность в период минимума нагрузок может быть определена по формуле» [11]:

$$Q_{\min} = 50\% \cdot Q_p, \quad (12)$$

$$Q_{\min} = 0.5 \cdot 502.8 = 251.4 \text{ квар}.$$

«Экономически выгодное значение реактивной мощности во время максимальной нагрузки в ЭЭС определим из выражений» [11]:

$$Q'_{\text{э1}} = Q_p - 0,7 Q_{\text{сд}}, \quad (13)$$

$$Q'_{\text{э1}} = 502.8 - 0.7 \cdot 0 = 502.8 \text{ квар},$$

$$Q''_{\text{э1}} = 0.28 \cdot P_p, \quad (14)$$

$$Q''_{\text{э1}} = 0.28 \cdot 562.6 = 157.5 \text{ квар}.$$

в расчетах принимаем мощность двигателей СД  $Q_{\text{сд}} = 0$ .

В дальнейшем используем меньшее из найденных значений  $Q_{\text{э1}} = 157.5 \text{ квар}$ .

«Экономически целесообразное значение реактивной мощности во время минимальной нагрузки в ЭЭС определим из выражений» [11]:

$$Q_{\text{э2,е}} = Q_{\min} - Q_{\text{сд}} = Q_{\min} - (Q_p - Q_{\text{э1}}), \quad (15)$$

$$Q_{\varepsilon 2, \delta} = 251.4 - (502.8 - 157.5) = -93.9 \text{ квар};$$

$$Q_{\varepsilon 2, \text{н}} = Q_{\min} + Q_{\kappa}, \quad (16)$$

$$Q_{\varepsilon 2, \text{н}} = 251.4 + 0 = 251.4 \text{ квар};$$

в расчетах принимаем  $Q_{\kappa} = 0$ .

«В связи с повышенным уровнем напряжения в системе электроснабжения во время минимального потребления мощности в дальнейших расчетах используем большее из найденных значений» [11]:

$$Q_{\varepsilon 2} = 251.4 \text{ квар}.$$

«Общая мощность батарей конденсаторов, необходимая для установки составит» [11]:

$$Q_{\text{ку max}} = 1,15 \cdot Q_p - Q_{\varepsilon 1}, \quad (17)$$

$$Q_{\text{ку max}} = 1,15 \cdot 502.8 - 157.5 = 420.7 \text{ квар}.$$

«Из этой мощности мощность конденсаторных установок без регулирования должна быть» [11]:

$$Q_{\text{ку min}} = Q_{\min} - Q_{\varepsilon 2}, \quad (18)$$

$$Q_{\text{ку min}} = 251.4 - 251.4 = 0.$$

«Таким образом все выбираемые конденсаторные установки должны быть регулируемы» [11].

«Значение величины реактивной мощности, которую необходимо передать в электрическую сеть напряжением 0,4 кВ через силовые трансформаторы КТП» [11]:

$$Q_{\text{эн}} = Q_{\varepsilon 1} - (Q_p - Q_{p\Sigma}), \quad (19)$$



$$Q_{эH} = 157.5 - (502.8 - 475.1) = 129.9 \text{ квар.}$$

«Значение величины реактивной мощности, которую будет целесообразно передавать в электрическую сеть напряжением 0,4 кВ через силовые трансформаторы КТП» [11]:

$$Q_T = \sqrt{(N_T K_3 S_H)^2 - P_{P\Sigma}^2}, \quad (20)$$

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0.7 \cdot 400)^2 - 555.4^2} = 71.5 \text{ квар,}$$

$$Q_{KVH} = Q_{P\Sigma} - Q_T, \quad (21)$$

$$Q_{KVH} = 475.1 - 71.5 = 403.6 \text{ квар,}$$

$$Q_{KVB} = Q_{KV \max} - Q_{KVH}, \quad (22)$$

$$Q_{KVB} = 420.7 - 403.6 = 17 < 800 \text{ квар.}$$

При значении  $Q_{KVB} < 800$  квар размещение высоковольтных конденсаторных установок является нецелесообразным.

Выбираем для установки на цеховой трансформаторной подстанции 2 силовых трансформатора типа ТМГ-400/10/0,4 и 2 конденсаторные установки АУКРМ мощностью 200 квар каждая.

«Расчетная продолжительность периода максимальных потерь за год» [11]:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot T_P, \quad (23)$$

где  $T_M$  - число часов максимума нагрузки;

$T_P$  - число часов работы.

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{5131}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 3555.7 \text{ ч.}$$

«Удельная стоимость потерь на ХХ в силовом трансформаторе КТП» [11]:

$$C_{XX} = \left( \frac{\alpha \cdot 12}{T_M} + \beta \right) \cdot T_P , \quad (24)$$

где  $\alpha$  , - плата за мощность,

$\beta$  - плата за электроэнергию соответственно;

$$C_{XX} = \left( \frac{665 \cdot 12}{5131} + 1.42 \right) \cdot 8760 = 26.063 \text{ тыс.руб/кВт} .$$

«Удельная стоимость потерь КЗ в силовом трансформаторе КТП» [11]:

$$C_{K3} = \left( \frac{\alpha \cdot 12}{T_M} + \beta \right) \cdot \tau , \quad (25)$$

где  $\tau$  - число часов максимума потерь;

$$C_{K3} = \left( \frac{665 \cdot 12}{5131} + 1.42 \right) \cdot 3555.7 = 10.579 \text{ тыс.руб/кВт} .$$

«Стоимость годовых потерь электроэнергии в силовом трансформаторе найдем из выражения» [11]:

$$C \cdot \Delta P_T = C_{XX} \cdot \Delta P_{XX} + C_{K3} \cdot K_3^2 \cdot \Delta P_{K3} , \quad (26)$$

$$C \cdot \Delta P_T = 26.063 \cdot 0.88 + 10.579 \cdot 0.7^2 \cdot 5.5 = 51.446 \text{ тыс.руб.}$$

«Величина приведенных затрат на установку КТП с силовыми трансформаторами и компенсирующими устройствами находится из выражения» [11]:

$$Z_{KTP} = E \cdot (K_T \cdot N_T + K_{KV} \cdot N_{KV}) + C \cdot \Delta P \cdot N_T , \quad (27)$$

где  $K_{KV} \cdot N_{KV}$  - затраты на КУ,

$E$  – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений;

$$Z_{КТП} = 0.223 \cdot (241.723 \cdot 2 + 80.1 \cdot 2) + (51.446 \cdot 2) = 246.425 \text{ тыс.руб.}$$

Рассмотрим вариант с установкой на КТП двух трансформаторов ТМГ-630.

Из каталога производителя находим:  $\Delta P_{XX} = 1.25 \text{ кВт}$ ;  $\Delta P_{КЗ} = 7.5 \text{ кВт}$ ;  
 $i_{XX} = 1.22 \%$ ;  $u_{КЗ} = 5.5 \%$ ;  $K_T = 341.551 \text{ тыс. руб.}$

«Потери активной и реактивной мощности в трансформаторе определим по формуле» [11]:

$$\Delta P_{mp} = N_T \cdot (P_{XX} + K_3^2 \cdot P_{КЗ}), \quad (28)$$

$$\Delta P_{mp} = 2 \cdot (1.25 + 0.7^2 \cdot 7.5) = 9.85 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{mp} = N_T \cdot (i_0 + K_3^2 \cdot U_{КЗ}) \cdot \frac{S_{\mu}}{100}, \quad (29)$$

$$\Delta Q_{mp} = 2 \cdot (1.22 + 0.7^2 \cdot 5.5) \cdot \frac{630}{100} = 49.33 \text{ квар.}$$

«Расчётная нагрузка с учётом потерь в трансформаторе составит» [11]:

$$P_p = P_{p\Sigma} + \Delta P_T, \quad (30)$$

$$P_p = 555.4 + 9.85 = 565.3 \text{ кВт},$$

$$Q_p = Q_{p\Sigma} + \Delta Q_T, \quad (31)$$

$$Q_p = 475.1 + 49.33 = 524.4 \text{ квар.}$$

«Реактивная мощность в период минимума нагрузок может быть определена по формуле» [11]:

$$Q_{\min} = 50\% \cdot Q_p, \quad (32)$$

$$Q_{\min} = 0.5 \cdot 524.4 = 262.2 \text{ квар.}$$

«Экономически выгодное значение реактивной мощности во время максимальной нагрузки в ЭЭС определим из выражений» [11]:

$$Q'_{\text{э1}} = Q_P - 0,7 Q_{\text{сд}}, \quad (33)$$

$$Q'_{\text{э1}} = 524.4 - 0.7 \cdot 0 = 524.4 \text{ квар,}$$

$$Q''_{\text{э1}} = 0,28 \cdot P_P, \quad (34)$$

$$Q''_{\text{э1}} = 0.28 \cdot 565.3 = 158.3 \text{ квар.}$$

в расчетах принимаем  $Q_{\text{сд}} = 0$ .

В дальнейшем используем меньшее из найденных значений  $Q_{\text{э1}} = 158.3 \text{ квар.}$

«Экономически целесообразное значение реактивной мощности во время минимальной нагрузки в ЭЭС определим из выражений» [11]:

$$Q_{\text{э2,е}} = Q_{\min} - Q_{\text{кд}} = Q_{\min} - (Q_P - Q_{\text{э1}}), \quad (35)$$

$$Q_{\text{э2,е}} = 262.2 - (524.4 - 158.3) = -103.9 \text{ квар;}$$

$$Q_{\text{э2,н}} = Q_{\min} + Q_{\text{к}}, \quad (36)$$

$$Q_{\text{э2,н}} = 262.2 + 0 = 262.2 \text{ квар;}$$

в расчетах принимаем  $Q_{\text{к}} = 0$ .

«В связи с повышенным уровнем напряжения в системе электроснабжения во время минимального потребления мощности в дальнейших расчетах используем большее из найденных значений» [11]:

$$Q_{\text{э2}} = 262.2 \text{ квар.}$$

«Общая мощность батарей конденсаторов, необходимая для установки составит» [11]:

$$Q_{\text{ку max}} = 1,15 \cdot Q_p - Q_{\text{э1}}, \quad (37)$$

$$Q_{\text{ку max}} = 1,15 \cdot 524,4 - 158,3 = 444,8 \text{ квар.}$$

«Из этой мощности мощность конденсаторных установок без регулирования должна быть» [11]:

$$Q_{\text{ку min}} = Q_{\text{min}} - Q_{\text{э2}}, \quad (38)$$

$$Q_{\text{ку min}} = 262,2 - 262,2 = 0.$$

Поскольку минимальное полученное значение реактивной мощности равно нулю, то это означает, что вся мощность выбираемых конденсаторных установок должна регулироваться.

«Значение величины реактивной мощности, которую необходимо передать в электрическую сеть напряжением 0,4 кВ через силовые трансформаторы КТП» [11]:

$$Q_{\text{эн}} = Q_{\text{э1}} - (Q_p - Q_{p\Sigma}), \quad (39)$$

$$Q_{\text{эн}} = 158,3 - (524,4 - 475,1) = 108,9 \text{ квар.}$$

«Значение величины реактивной мощности, которую будет целесообразно передавать в электрическую сеть напряжением 0,4 кВ через силовые трансформаторы КТП» [11]:

$$Q_T = \sqrt{(N_T K_3 S_H)^2 - P_{p\Sigma}^2}, \quad (40)$$

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 555,4^2} = 685,2 \text{ квар,}$$

$$Q_{\text{KVH}} = Q_{p\Sigma} - Q_T, \quad (41)$$

$$Q_{\text{KVH}} = 475,1 - 685,2 = -210 < 50 \text{ квар,}$$

$$Q_{\text{KVB}} = Q_{\text{KV max}} - Q_{\text{KVH}}, \quad (42)$$

$$Q_{KVБ} = 444.8 - 0 = 444.8 < 800 \text{ квар} .$$

При значении  $Q_{KVН} < 50$  квар и  $Q_{KVБ} < 800$  квар размещение высоковольтных и низковольтных конденсаторных установок является нецелесообразным.

Выбираем для установки на цеховой трансформаторной подстанции 2 силовых трансформатора типа ТМГ -630/10 без конденсаторных установок.

«Стоимость годовых потерь электроэнергии в силовом трансформаторе найдем из выражения» [11]:

$$C \cdot \Delta P_T = C_{XX} \cdot \Delta P_{XX} + C_{KЗ} \cdot K_3^2 \cdot \Delta P_{KЗ} , \quad (43)$$

$$C \cdot \Delta P_T = 26.063 \cdot 1.25 + 10.579 \cdot 0.7^2 \cdot 7.5 = 71.457 \text{ тыс.руб.}$$

«Величина приведенных затрат на установку КТП с силовыми трансформаторами и компенсирующими устройствами находится из выражения» [11]:

$$Z_{КТП} = E \cdot (K_T \cdot N_T + K_{KV} \cdot N_{KV}) + C \cdot \Delta P \cdot N_T , \quad (44)$$

$$Z_{КТП} = 0.223 \cdot (341.551 \cdot 2) + (71.457 \cdot 2) = 295.245 \text{ тыс.руб.}$$

Выводы по разделу: сравнивая полученные в результате проведенных выше расчетов значения приведенных затрат для двух рассмотренных вариантов можно прийти к выводу, что первый из рассмотренных вариантов является оптимальным, так как у него меньшие приведенные затраты. В этом варианте на КТП предусматривается установка двух СТ типа ТМГ-400/10/0,4 и 2 конденсаторных установок АУКРМ мощностью 200 квар каждая. Для остальных ТП предприятия выбор трансформаторов производим по тем же формулам.

#### 4 Технико-экономическое сравнение вариантов установки трансформаторов на ГПП предприятия

«В зависимости от потребляемой объектом мощности и категории нагрузок, расстояния до энергосистемы и от наличия собственной ТЭЦ электроснабжение объекта может осуществляться по следующим принципиальным схемам:

- одноцепная линия 6 (10) кВ или блок линия – трансформатор 35...220 кВ без местных резервных источников питания для нагрузок третьей категории по надежности электроснабжения;

- одноцепная линия 35...220 кВ большой длины в сочетании с местной ТЭЦ или передвижной электростанцией для питания нагрузок любой категории;

- двухцепная линия от энергосистемы на общих опорах для питания нагрузок первой категории:

- две одноцепные линии при наличии особой группы потребителей;

- линия от местной ТЭЦ при отсутствии связи с энергосистемой» [5, 13].

Рациональное напряжение системы внешнего электроснабжения находится как:

$$U_{РАЦ} = 4.34 \cdot \sqrt{L + 0.016 \cdot P_{PI}}, \quad (45)$$

где  $L$  - длина линии,

$P_{PI}$  - суммарная активная мощность по предприятию;

$$U_{РАЦ} = 4.34 \cdot \sqrt{8 + 0.016 \cdot 15054} = 68 \text{ кВ},$$

«При этом значение активной расчетной нагрузки складывается из» [13]:

$$P_{PI} = P_{PH} + P_{PB} + P_{STOP}, \quad (46)$$

где  $P_{PH}$  - нагрузка на стороне НН,

$P_{PB}$  - нагрузка на стороне ВН,

$P_{STOP}$  - нагрузка сторонних потребителей.

$$P_{PI} = 15053.99 + 0 + 0 = 15054 \text{ кВт.}$$

«Значение полной мощности, потребляемой промышленным предприятием находим из выражения» [13]:

$$S_{PI} = \sqrt{P_{PI}^2 + Q_{ЭС}^2}, \quad (47)$$

$$S_{PI} = \sqrt{15054^2 + 3763^2} = 15517 \text{ кВА},$$

«При этом значение реактивной расчетной мощности определяется как» [13]:

$$Q_{ЭС} = P_{PI} \cdot \operatorname{tg} \phi, \quad (48)$$

$$Q_{ЭСi} = 15054 \cdot 0.25 = 3763 \text{ квар.}$$

«Поскольку от главной понизительной подстанции предприятия получаю питание электроприемники относящиеся ко всем трем категориям по надежности электроснабжения, то выбираем для установки на ГПП 2 силовых трансформатора с номинальной мощностью большей» [13]:

$$S_{номт} \approx K_{1-2} \cdot S_{PI} \frac{1}{K_{пер}}, \quad (49)$$

где  $K_{1-2}$  - коэффициент участия потребителей,

$K_{пер}$  - коэффициент перегрузки.



$$S_{ном.т} \approx 0,8 \cdot 15517 \cdot \frac{1}{1,4} = 8867 \text{ кВА.}$$

Опираясь на доступные в открытых источниках данные о выпускаемых в настоящее время отечественными производителями силовых трансформаторах принимаем для сравнения технико-экономических показателей СТ типа ТДН-10000/35/10 и ТДН-16000/35/10.

#### 4.1 Размещение на подстанции двух трансформаторов типа ТДН - 10000/35/10

Определяем из технического каталога необходимые для дальнейших расчетов параметры трансформаторов:  $\Delta P_{XX} = 13.5 \text{ кВт}$ ;  $\Delta P_{K3} = 59 \text{ кВт}$ ;  $i_{XX} = 0.78 \%$ ;  $u_{K3} = 8.5 \%$ ;  $K_T = 22410 \text{ тыс. руб.}$

«Приведенные потери активной мощности в СТ в режиме XX определим из выражения» [14]:

$$\Delta P_x' = \Delta P_x + 0,05 \cdot \Delta Q_x, \quad (50)$$

$$\Delta P_x' = 13.5 + 0,05 \cdot 78 = 17.4 \text{ кВт},$$

где

$$\Delta Q_x = I_{xx\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (51)$$

$$\Delta Q_x = 0.78 \cdot 10000 / 100 = 78 \text{ квар},$$

«Приведенные потери активной мощности в СТ в режиме К3 определим из выражения» [14]:

$$\Delta Q_k = u_{k\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (52)$$

$$\Delta Q_k = 8.5 \cdot 10000 / 100 = 850 \text{ квар},$$

$$\Delta P_k' = \Delta P_k + K_{ин} \cdot \Delta Q_k, \quad (53)$$

$$\Delta P_{\kappa}' = 59 + 0.05 \cdot 850 = 101.5 \text{ кВт.}$$

«Коэффициент загрузки силового трансформатора в послеаварийном режиме при отключении второго трансформатора на подстанции определим из выражения» [14]:

$$K_3 = \frac{S_{нагр}}{S_{ном,Т}}, \quad (54)$$

$$K_3 = \frac{15517}{10000} = 1.552 .$$

«Приведенные потери активной мощности в СТ определим из выражения» [14]:

$$P_m^{\dot{}} = \Delta P_x^{\dot{}} + K_3^2 \cdot \Delta P_{\kappa}^{\dot{}} , \quad (55)$$

$$P_m^{\dot{}} = 17.4 + 1.552^2 \cdot 101.5 = 261.79 \text{ кВт.}$$

«Имея суммарный годовой график потребления мощности на ГПП (рисунок 1) определим суммарные годовые потери электроэнергии в СТ из выражения» [14]:

$$\Delta W = \sum n_i \cdot \Delta P_x' \cdot T_i + \sum \frac{1}{n_i} \cdot K_{3г}^2 \cdot \Delta P_{\kappa}' \cdot T_i = \Delta W_x + \Delta W_k \quad (56)$$

где  $\Delta W_x$  - потери в режиме XX,

$\Delta W_k$  - потери в режиме КЗ .

«Зная потери электрической энергии в СТ ГПП  $\Delta W_{nc}$  и стоимость кВт·ч потребленной электроэнергии  $C_9$ , найдем стоимость годовых потерь» [14]:

$$I_{\Delta W_{ITC}} = \Delta W_{nc} \cdot C_{\text{э}}, \quad (57)$$

$$I_{\Delta W_{ITC}} = (435356 + 304848) \cdot 2.975 = 2202 \text{ тыс. руб.}$$

Результаты расчетов потерь электроэнергии в трансформаторах подстанции сводим в таблицу 2.

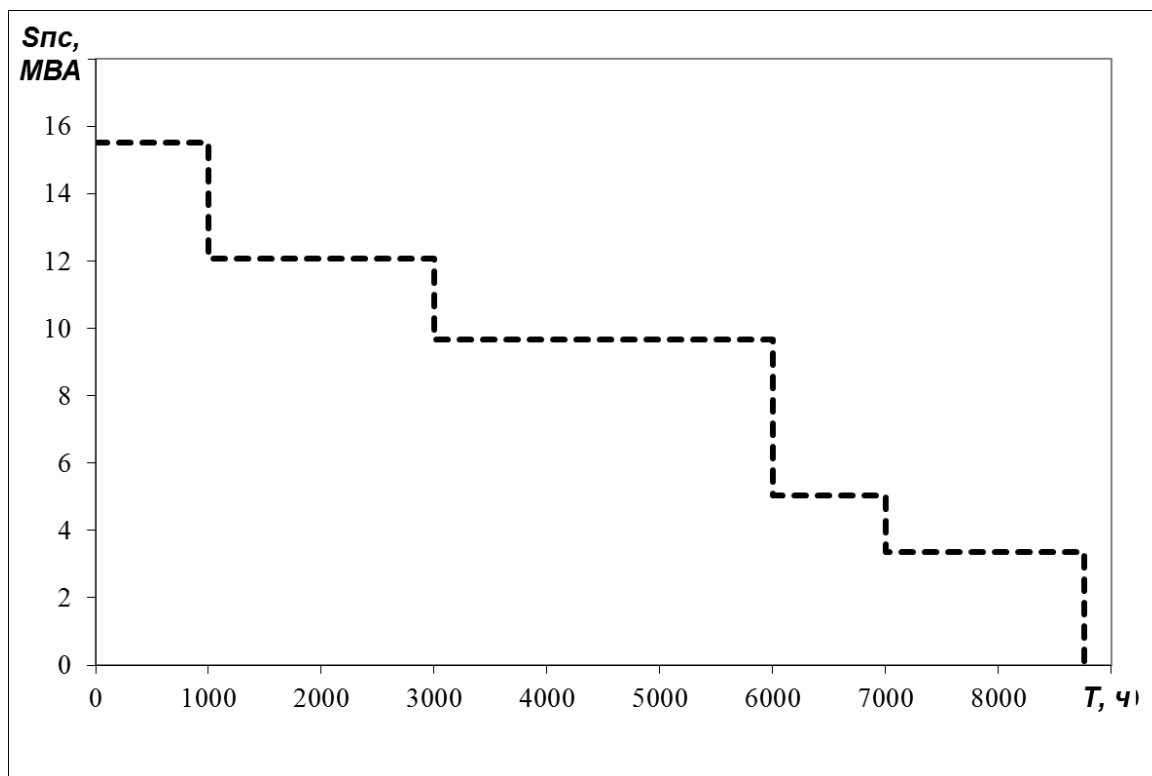


Рисунок 1 – График потребления полной мощности потребителями ПС

Таблица 2 - Результаты расчетов потерь электроэнергии в трансформаторах подстанции

$i$	$S_{Bi}$ , МВА	$T_i$ , ч	$K_{\text{э}Bi}$	$\Delta W_{\text{к}Bi}$ , кВт·ч	$\Delta W_{xi}$ , кВт·ч
1	15.517	1000	1.552	122194	34800
2	12.079	2000	1.208	148099	69600
3	9.658	3000	0.966	142000	104400
4	5.050	1000	0.505	12940	34800
5	3.366	1760	0.337	10122	61248
		$\Sigma \Delta W_{\text{к}Bi} = 435356$		$\Sigma \Delta W_{xi} = 304848$	

«Суммарные приведенные затраты на ГПП определим из выражения»  
[14]:

$$Z_{прив} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_{\text{г}} + I_{\Delta WTC}, \quad (58)$$

$$Z_{прив} = 0.25 \cdot 44820.33 + 4213 + 2202 = 17620 \text{ тыс.руб.}$$

где  $K = 2 \cdot 22410.17 = 44820.33 \text{ тыс.руб.}$  – стоимость двух силовых трансформаторов типа ТДН-10000/35 по данным сайта завода изготовителя;

$E_n$  - нормативный коэффициент окупаемости вложений;

$I_{\text{г}} = P_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 44820.33 = 4213 \text{ тыс.руб.}$  – величина годовых отчислений.

#### 4.2 Размещение на подстанции двух трансформаторов типа ТДН - 16000/35/10

Определяем из технического каталога необходимые для дальнейших расчетов параметры трансформаторов:  $\Delta P_{XX} = 18.5 \text{ кВт}$ ;  $\Delta P_{K3} = 84 \text{ кВт}$ ;  $i_{XX} = 0.73 \%$ ;  $u_{K3} = 10.5 \%$ ;  $K_T = 25537 \text{ тыс.руб.}$

«Приведенные потери активной мощности в СТ в режиме XX определим из выражения» [14]:

$$\Delta P_x' = \Delta P_x + 0.05 \cdot \Delta Q_x, \quad (59)$$

$$\Delta P_x' = 18.5 + 0.05 \cdot 116.8 = 24.34 \text{ кВт},$$

где

$$\Delta Q_x = I_{xx\%} \cdot S_{\text{ном.т}} / 100, \quad (60)$$

$$\Delta Q_x = 0.73 \cdot 16000 / 100 = 116.8 \text{ квар},$$

«Приведенные потери активной мощности в СТ в режиме КЗ определим из выражения» [14]:

$$\Delta Q_{\kappa} = u_{k\%} \cdot S_{\text{ном.т}} / 100, \quad (61)$$

$$\Delta Q_{\kappa} = 10.5 \cdot 16000 / 100 = 1680 \text{ квар},$$

$$\Delta P_{\kappa}' = \Delta P_{\kappa} + K_{\text{ин}} \cdot \Delta Q_{\kappa}, \quad (62)$$

$$\Delta P_{\kappa}' = 84 + 0.05 \cdot 1680 = 168 \text{ кВт}.$$

«Коэффициент загрузки силового трансформатора в послеаварийном режиме при отключении второго трансформатора на подстанции определим из выражения» [14]:

$$K_3 = \frac{S_{\text{нагр}}}{S_{\text{ном.т}}}, \quad (63)$$

$$K_3 = \frac{15517}{16000} = 0.97.$$

«Приведенные потери активной мощности в СТ определим из выражения» [14]:

$$P_m^{\dot{}} = \Delta P_x^{\dot{}} + K_3^2 \cdot \Delta P_{\kappa}^{\dot{}}, \quad (64)$$

$$P_m^{\dot{}} = 24.34 + 0.97^2 \cdot 168 = 182.35 \text{ кВт}.$$

«Имея суммарный годовой график потребления мощности на ГПП определим суммарные годовые потери электроэнергии в СТ из выражения» [14]:

$$\Delta W = \sum n_i \cdot \Delta P_x' \cdot T_i + \sum \frac{1}{n_i} \cdot K_{3\sigma}^2 \cdot \Delta P_{\kappa}' \cdot T_i = \Delta W_x + \Delta W_{\kappa} \quad (65)$$

Результаты расчетов потерь электроэнергии в трансформаторах подстанции сводим в таблицу 3.

«Зная потери электрической энергии в СТ ГПП и стоимость кВт·ч потребленной электроэнергии найдем стоимость годовых потерь» [14]:

Таблица 3 - Результаты расчетов потерь электроэнергии в трансформаторах подстанции

$i$	$S_{Bi}$ , MBA	$T_i$ , ч	$K_{зBi}$	$\Delta W_{кBi}$ , кВт·ч	$\Delta W_{xi}$ , кВт·ч
1	15.517	1000	0.970	79005	48680
2	12.079	2000	0.755	95754	97360
3	9.658	3000	0.604	91811	146040
4	5.050	1000	0.316	8367	48680
5	3.366	1760	0.210	6545	85677
$\Sigma \Delta W_{кBi} = 281480$			$\Sigma \Delta W_{xi} = 426437$		

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = \Delta W_{nc} \cdot C_{\text{э}}, \quad (66)$$

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = (281480 + 426437) \cdot 2.975 = 2106 \text{ тыс. руб.}$$

«Суммарные приведенные затраты на ГПП определим из выражения» [14]:

$$Z_{\text{прив}} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_{\text{э}} + I_{\Delta W_{ПТС}}, \quad (67)$$

$$Z_{\text{прив}} = 0.25 \cdot 51074.33 + 4801 + 2106 = 19676 \text{ тыс. руб.}$$

где  $K = 2 \cdot 25537.17 = 51074.33 \text{ тыс. руб.}$  – стоимость двух силовых трансформаторов типа ТДН-16000/35 по данным сайта завода изготовителя;

$I_{\text{э}} = P_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 51074.33 = 4801 \text{ тыс. руб.}$  – величина годовых отчислений.

Выводы по разделу: по приведенным выше расчетам из двух вариантов выбираем вариант с минимальным значением приведенных затрат - ТДН-10000/35/10.

## 5 Обоснование электрической схемы на ГПП

Согласно НТП ЭПП94 при напряжении 35 кВ и выше в условиях нормальной окружающей среды применяются открытые и закрытые подстанции. В условиях повышенной загрязненности применяются ЗРУ 35 кВ с открытой установкой СТ при усиленной изоляции вводов.

«В открытом распределительном устройстве напряжением 35 кВ все электрооборудование выбирается для наружной установки и монтируется на высоте 2,5 м над уровнем земли - из условий безопасности обслуживания. Еще выше располагаются сборные шины ОРУ, пересекающие ряды аппаратов на более высоком уровне. Третьим ярусом идут переходы над сборными шинами и проводами отходящих линий» [5].

Упрощенные схемы до сих пор используются на подстанциях промышленных предприятий. Выбор той или иной схемы на стороне ВН ГПП зависит от ряда факторов: номинальной мощности силовых трансформаторов ГПП, назначения подстанции, типа питающей линии и расстояния до подстанции энергосистемы.

«Для тупиковой подстанции применяется упрощенная схема с радиальной линией и подключенным к ней силовым трансформатором, при этом возможные повреждения в силовом трансформаторе отключаются коммутационными аппаратами, установленными со стороны питающей подстанции. Эта схема применяется при установке на ГПП силовых трансформаторов любой номинальной мощности при их радиальном питании, когда на каждый трансформатор приходится своя питающая линия. При недостаточной чувствительности релейной защиты на питающей подстанции на ГПП предприятия устанавливается защита отключающего импульса, которая передает сигнал на коммутационные аппараты питающей подстанции, но требует прокладки отдельной линии связи» [1, 15].

Выводы по разделу: при реконструкции выбираем схему с установкой высоковольтных выключателей в ОРУ 35 кВ и автоматической перемычкой.

## 6 Определение значений токов КЗ

Возникновение КЗ в системе электроснабжения может приводить с следующим негативным последствиям: прекращению работы ряда потребителей, получающих питание совместно с поврежденным элементом системы электроснабжения; снижению напряжения ниже допустимого по ГОСТ предела, что может вызывать перебои в работе технологического оборудования и приводить к браку выпускаемой продукции; переходу системы электроснабжения к функционированию в послеаварийном неоптимальном режиме работы связанном с увеличенными потерями электроэнергии и напряжения [16].

С целью нахождения расчетных токов КЗ составляется расчетная схема (рисунок 2) и схема замещения (рисунок 3).

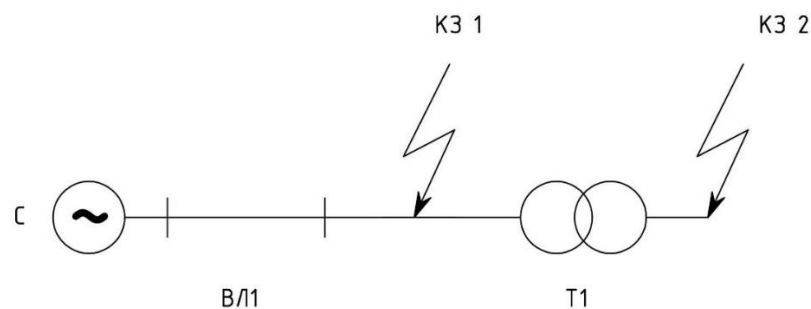


Рисунок 2 – Расчётная схема

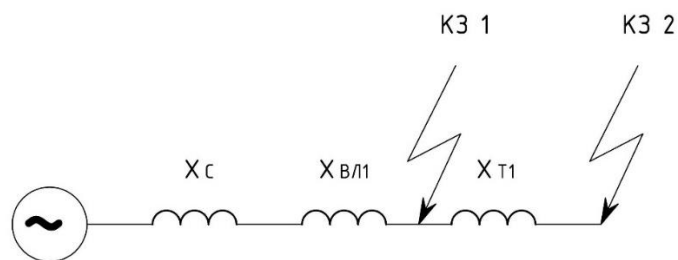


Рисунок 3 –Схема замещения

Исходные данные для выполнения расчета:

Внешняя электроэнергосистема: среднее номинальное напряжение -  $U_{cp} = 36.75$  кВ; базисная мощность -  $S_{\sigma} = 1000$  МВА; мощность КЗ -



$$S_{\kappa} = 1350 \text{ МВА.}$$

Воздушная линия электропередачи: погонное сопротивление -  $x_{y\partial} = 0,4 \text{ Ом/км}$ ; длина -  $L = 8 \text{ км}$ .

Силовой трансформатор ГПП: номинальная мощность -  $S_{\text{н}} = 10 \text{ МВА}$ ; напряжение КЗ -  $U_{\kappa} = 8.5 \%$ .

«Сопротивление системы определим из выражения» [16]:

$$x_{c.\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_{\kappa}}; \quad (68)$$

$$x_{c.\bar{o}} = \frac{1000}{1350} = 0.741.$$

«Сопротивление ВЛЭП определим из выражения» [16]:

$$x_{ВЛ.\bar{o}} = \frac{x_{y\partial}}{2} \cdot L \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\text{сн}}^2}; \quad (69)$$

$$x_{ВЛ.\bar{o}} = \frac{0.4}{2} \cdot 8 \cdot \frac{1000}{36.75^2} = 1.185.$$

«Сопротивление принятого к установке на ГПП СТ определим из выражения» [16]:

$$x_{Т.\bar{o}} = \frac{U_{\kappa}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{\text{н}}}; \quad (70)$$

$$x_{Т.\bar{o}} = \frac{8.5}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 8.5.$$

## 6.1 Расчет токов КЗ в точке К1

«Суммарное сопротивление цепи определим из выражения» [16]:

$$x_{\text{рез1}} = x_{c.\bar{o}} + x_{ВЛ.\bar{o}}; \quad (71)$$

$$x_{рез1} = 0.741 + 1.185 = 1.925.$$

«Базисный ток определим из выражения» [16]:

$$I_{\sigma.k1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}; \quad (72)$$

$$I_{\sigma.k1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 36.75} = 15.71 \text{ кА};$$

«Начальное действующее значение 3х фазного тока КЗ определим из выражения» [16]:

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{1}{x_{рез1}} \cdot I_{\sigma}; \quad (73)$$

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{1}{1.925} \cdot 15.71 = 8.159 \text{ кА};$$

«Ударный ток КЗ определим из выражения» [16]:

$$i_{уд.k1} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о}^{(3)} \cdot \kappa_{уд}; \quad (74)$$

где  $\kappa_{уд}$  - ударный коэффициент;

$$i_{уд.k1} = \sqrt{2} \cdot 8.159 \cdot 1.8 = 20.77 \text{ кА}.$$

## 6.2 Расчет токов КЗ в точке К2

«Суммарное сопротивление цепи определим из выражения» [16]:

$$x_{рез2} = x_{рез1} + x_{Т.б}; \quad (75)$$

$$x_{рез2} = 1.925 + 8.5 = 10.425.$$

«Базисный ток определим из выражения» [16]:

$$I_{\sigma.k2} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}; \quad (76)$$

$$I_{\sigma.k2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 54.986 \text{ кА};$$

«Начальное действующее значение 3х фазного тока КЗ определим из выражения» [16]:

$$I_{к2}^{(3)} = \frac{1}{x_{рез2}} \cdot I_{\sigma.k2}; \quad (77)$$

$$I_{к2}^{(3)} = \frac{1}{10.425} \cdot 54.986 = 5.274 \text{ кА};$$

«Ударный ток КЗ определим из выражения» [16]:

$$i_{уд.k2} = \sqrt{2} \cdot I_{н,о}^{(3)} \cdot k_{уд}; \quad (78)$$

$$i_{уд.k2} = \sqrt{2} \cdot 5.274 \cdot 1.85 = 13.799 \text{ кА}.$$

Полученные результаты расчетов для всех точек КЗ сводим в таблицу 4.

Таблица 4 – Результаты расчетов для всех точек КЗ

Точка короткого замыкания	$U_{сн}$ , кВ	$k_{уд}$	$I_{к}^{(3)}$ , кА	$i_{уд}$ , кА
1	36.75	1.8	8.2	20.8
2	10.5	1.85	5.3	13.8

Выводы по разделу: полученные результаты определения тока трехфазного КЗ и ударного тока КЗ из таблицы 4 необходимы для последующей проверки электрических аппаратов на ГПП предприятия.

## **7 Выбор электрических аппаратов и проводников на ГПП предприятия**

### **7.1 Выбор электроаппаратов на стороне ВН главной понизительной подстанции**

#### **7.1.1 Выбор высоковольтных выключателей 35 кВ**

На стороне ВН ГПП предварительно принимаем к установке высоковольтный выключатель производства Электрощит типа ВВН-СЭЦ-П-35-25/1000 УХЛ1. Внешний вид выключателя представлен на рисунке 4.



Рисунок 4- Внешний вид ВВ типа ВВН-СЭЦ-П-35-25/1000 УХЛ1

Основные условия выбора и проверки рассматриваемого аппарата:

- соответствие номинальному напряжению сети:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (79)$$
$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ};$$

- соответствие протекающему току в месте установки:

$$I_{max} < I_n, \quad (80)$$
$$220 \text{ А} < 1000 \text{ А},$$

где

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (81)$$
$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 36.75} = 220 \text{ А};$$

- «проверка по отключающей способности» [17, 18]:

$$I_{к1}^{(3)} \leq I_{откл.н}, \quad (82)$$
$$8.2 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА},$$

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.н.}, \quad (83)$$
$$5.3 \text{ кА} \leq 13.4 \text{ кА},$$

где « $i_{a,\tau}$  – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau = t_{рз} + t_{св}$ ,  
 $t_{рз} = 0,01$  с. – время действия релейной защиты;  
 $t_{св}$  – собственное время отключения выключателя;

$\beta_n$  – нормированное значение содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, %, которое определяется по кривой из справочников, либо устанавливается заводом-изготовителем» [17];

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{к1}^{(3)} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (84)$$

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 8.2 \cdot e^{\frac{-0.055}{0.07}} = 5.3 \text{ кА},$$

$$i_{a.n.} = \left( \sqrt{2} \cdot \beta_n / 100 \right) \cdot I_{откл.n}, \quad (85)$$

$$i_{a.n.} = \left( \sqrt{2} \cdot \frac{38}{100} \right) \cdot 25 = 13.4 \text{ кА},$$

- «проверка на электродинамическую стойкость» [17]:

$$I_{к1}^{(3)} \leq I_{np.c}, \quad (86)$$

$$8.2 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА};$$

$$i_{y\delta} \leq i_{np.c}, \quad (87)$$

$$20.8 \text{ кА} \leq 64 \text{ кА};$$

где « $I_{np.c}$  – действующее значение предельного сквозного тока к. з. (по справочнику),

$i_{np.c}$  – амплитудное значение предельного сквозного тока к. з. (по справочнику)» [17];

- «проверка на термическую стойкость» [17]:

$$B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{откл}, \quad (88)$$

$$11.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 107.5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

где « $I_{терм}$  – предельный ток термической устойчивости;

$t_{откл}$  - длительность протекания тока термической устойчивости»

[17].

Выбранный выключатель успешно прошел необходимые проверки и может быть установлен на стороне ВН ГПП предприятия.

### 7.1.2 Выбор разъединителей на стороне 35 кВ

На стороне ВН ГПП предварительно принимаем к установке разъединитель производства Электроцит типа РГП-СЭЩ-35/1000 УХЛ1.

Основные условия выбора и проверки рассматриваемого аппарата:

- соответствие номинальному напряжению сети:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (89)$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ};$$

- соответствие протекающему току в месте установки:

$$I_{max} < I_n, \quad (90)$$

$$220 \text{ А} < 1000 \text{ А},$$

- «проверка на электродинамическую стойкость» [17]:

$$i_{уд} \leq i_{нр.с}, \quad (91)$$

$$20.8 \text{ кА} \leq 55 \text{ кА};$$

- «проверка на термическую стойкость» [17]:

$$B_k \leq I_{нр.с}^2 \cdot t_{нр.с}, \quad (92)$$

$$11.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 94.5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбранный разъединитель успешно прошел необходимые проверки и может быть установлен на стороне ВН ГПП предприятия.

### 7.1.3 Выбор трансформаторов тока на стороне 35 кВ

Выбираем для установки ТТ типа ТВ-СЭЦ-35-300/5 О4.

Основные условия выбора и проверки рассматриваемого аппарата:

- соответствие номинальному напряжению сети:

$$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{н}}, \quad (93)$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ};$$

- соответствие протекающему току в месте установки:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{н.ТТ}}, \quad (94)$$

$$220 \text{ А} \leq 300 \text{ А};$$

- «проверка на электродинамическую стойкость» [17]:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{электр.ст}}, \quad (95)$$

$$20.8 \text{ кА} \leq 55 \text{ кА};$$

- «проверка на термическую стойкость» [17]:

$$B_{\text{к}} \leq K_{\text{T}}^2 \cdot I_{\text{ном.}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (96)$$

где « $K_{\text{T}}$  – кратность термической стойкости трансформатора тока (по каталогу)» [17],



$$11.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 94.5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- «проверка на не превышение величины вторичной нагрузки ТТ» [17]:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}} , \quad (97)$$

где « $Z_{2\text{ном}} = \frac{S_2}{I_2^2}$  – номинальное полное сопротивление нагрузки

(допустимая нагрузка) вторичной обмотки трансформатора тока в выбранном классе точности;

$Z_2$  – вторичная нагрузка трансформатора тока  $Z_2 \approx R_2$ » [17].

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}} , \quad (98)$$

Вторичной нагрузкой ТТ на стороне ВН ГПП является амперметр с максимальной потребляемой мощностью 0.4 ВА. Находим активное сопротивление подключенных приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} , \quad (99)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{0.4}{5^2} = 0.016 \text{ Ом} .$$

«Максимально допустимое сопротивления проводов определим из выражения» [17]:

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

где  $R_{\text{к}}$  – переходное сопротивление контактов;

$$R_{\text{пр}} = 1.2 - 0.016 - 0.1 = 1.084 \text{ Ом} .$$

«Минимально допустимое сечение медного провода находим из выражения» [17]:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{np}}, \quad (100)$$

где « $\rho$  – удельное сопротивление материала провода;

$l_p$  – расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока» [17];

$$s = \frac{0.0175 \cdot 60}{1.084} = 0.969 \text{ мм}^2.$$

Минимально допустимое сечение провода по механической прочности составляет 2.5 мм<sup>2</sup>.

Выбранный трансформатор тока успешно прошел необходимые проверки и может быть установлен на стороне ВН ГПП предприятия.

#### **7.1.4 Выбор гибких шин в ОРУ 35 кВ**

Гибкие шины в ОРУ 35 кВ выполним при помощи алюминиевых проводов со стальным сердечником типа АС.

«Сечение провода по экономической плотности тока находим из выражения» [17]:

$$s = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_s}; \quad (101)$$

$$s = \frac{157}{1.1} = 143 \text{ мм}^2.$$

Выбираем провод АС-150/19 мм<sup>2</sup> с  $I_{\text{доп}}=450$  А.

«Наибольшая критическая напряженность электрического поля определяется по выражению» [17]:

$$E_0 = 30.3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (102)$$

где « $r_0$  – радиус провода, см;

$m$ –коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода» [17];

$$E_0 = 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left( 1 + \frac{0.299}{\sqrt{0.87}} \right) = 32.8 \text{ кВ/м.}$$

«Напряженность вблизи проводника находим из выражения» [17]:

$$E = \frac{0.354 \cdot U_n}{r_0 \cdot \lg \frac{1.26 \cdot D}{r_0}}; \quad (103)$$

где « $U$ – линейное напряжение, кВ;

$D_{ср.г}$  – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз» [17];

$$E = \frac{0.354 \cdot 36.75}{0.87 \cdot \lg \frac{1.26 \cdot 150}{0.87}} = 6.4 \text{ кВ/м.}$$

Условие проверки на отсутствие короны:

$$1.07E \leq 0.9E_0; \quad (104)$$

$$6.8 \text{ кВ/м} < 29.5 \text{ кВ/м.}$$

Выбранный на стороне 35 кВ ГПП провод АС-150/19 прошел проверку и может быть рекомендован к использованию в качестве гибких шин.

## 7.2 Выбор электроаппаратов на стороне НН главной понизительной подстанции

### 7.2.1 Выбор высоковольтных выключателей 10 кВ

На стороне НН ГПП предварительно принимаем к установке высоковольтный выключатель производства Электроцит типа ВВУ-СЭЩ-10-20/1000.

Основные условия выбора и проверки рассматриваемого аппарата:

- соответствие номинальному напряжению сети:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (105)$$
$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- соответствие протекающему току в месте установки:

$$I_{max} < I_n, \quad (106)$$
$$770 \text{ А} < 1000 \text{ А},$$

где

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (107)$$
$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 770 \text{ А};$$

- «проверка по отключающей способности» [17]:

$$I_{к1}^{(3)} \leq I_{откл.н}, \quad (108)$$
$$5.3 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА},$$

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.н.}, \quad (109)$$

$$3.4 \text{ кА} \leq 9.6 \text{ кА},$$

где

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\kappa 1}^{(3)} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (110)$$

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 5.3 \cdot e^{\frac{-0.06}{0.075}} = 3.4 \text{ кА},$$

$$i_{a.n.} = \left( \sqrt{2} \cdot \beta_n / 100 \right) \cdot I_{откл.n.}, \quad (111)$$

$$i_{a.n.} = \left( \sqrt{2} \cdot \frac{34}{100} \right) \cdot 20 = 9.6 \text{ кА},$$

- «проверка на электродинамическую стойкость» [17]:

$$I_{\kappa 1}^{(3)} \leq I_{нр.с.}, \quad (112)$$

$$5.3 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА};$$

$$i_{yд} \leq i_{нр.с.}, \quad (113)$$

$$13.8 \text{ кА} \leq 48 \text{ кА};$$

- «проверка на термическую стойкость» [17]:

$$B_{\kappa} \leq I_{терм}^2 \cdot t_{откл.}, \quad (114)$$

$$5.2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 44 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбранный выключатель успешно прошел необходимые проверки и может быть установлен на стороне НН ГПП предприятия.

### 7.2.2 Выбор трансформаторов тока на стороне 10 кВ

На стороне НН ГПП предварительно принимаем к установке трансформаторы тока производства Электросит типа ТОЛ-СЭЩ-10-1000/5.

Основные условия выбора и проверки рассматриваемого аппарата:

- соответствие номинальному напряжению сети:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (115)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- соответствие протекающему току в месте установки:

$$I_{\max} \leq I_{Н.ТТ}, \quad (116)$$

$$770 \text{ А} \leq 1000 \text{ А};$$

- «проверка на электродинамическую стойкость» [17]:

$$i_{уд} \leq i_{э\text{лдин.ст}}, \quad (117)$$

$$13.8 \text{ кА} \leq 90 \text{ кА};$$

- «проверка на термическую стойкость» [17]:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{\text{ном.}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = I_T^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (118)$$

$$5.2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 275 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- «проверка на не превышение величины вторичной нагрузки ТТ» [17]:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (119)$$

где  $Z_2 \approx R_2$

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_k, \quad (120)$$

Вторичной нагрузкой ТТ на стороне НН ГПП являются: счетчики активной и реактивной электроэнергии, амперметр с максимальной

потребляемой мощностью 10 ВА. Находим активное сопротивление подключенных приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (121)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{10}{5^2} = 0.4 \text{ Ом}.$$

«Максимально допустимое сопротивление проводов определим из выражения» [17]:

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

$$R_{\text{пр}} = 1.2 - 0.4 - 0.1 = 0.7 \text{ Ом}.$$

«Минимально допустимое сечение медного провода находим из выражения» [17]:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}}, \quad (122)$$

$$s = \frac{0.0175 \cdot 45}{0.7} = 1.125 \text{ мм}^2.$$

Минимально допустимое сечение провода по механической прочности составляет 2.5 мм<sup>2</sup>.

Выбранный трансформатор тока успешно прошел необходимые проверки и может быть установлен на стороне НН ГПП предприятия.

Таким же образом выбиваются и проверяются ТТ, устанавливаемые на отходящие к потребителям линии.

### 7.2.3 Выбор трансформатора напряжения на стороне 10 кВ

На стороне НН ГПП предварительно принимаем к установке трансформаторы напряжения производства Электроцит типа ЗНОЛ-СЭЦ-10.

Основные условия выбора и проверки рассматриваемого аппарата:

- соответствие номинальному напряжению сети:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (123)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- необходимый класс точности;

- «проверка на не превышение величины вторичной нагрузки ТН» [17]:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (124)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{приб} \cos \phi)^2 + (\sum S_{приб} \sin \phi)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}. \quad (125)$$

Вторичной нагрузкой ТН на стороне НН ГПП являются: счетчики активной и реактивной электроэнергии с максимальной потребляемой мощностью 206 ВА.

$$206 \text{ ВА} \leq 230 \text{ ВА}.$$

Выбранный трансформатор напряжения успешно прошел необходимые проверки и может быть установлен на стороне НН ГПП предприятия.

### 7.2.4 Выбор жестких шин

Сечение жестких шин определяется по экономической плотности тока согласно выражения:

$$s = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{э}}}; \quad (126)$$



$$s = \frac{550}{1.1} = 500 \text{ мм}^2.$$

Выбираем шины из алюминиевого сплава с прямоугольным сечением размерами 60мм на 8 мм и  $I_{доп} = 1025 \text{ А}$ .

«Минимальное сечение шины по условию термической стойкости определяется по выражению» [17]:

$$s_{min} = \frac{\sqrt{B_K} \cdot 10^3}{C_T}, \quad (127)$$

$$s_{min} = \frac{\sqrt{5.2} \cdot 10^3}{66} = 34.6 \text{ мм}^2.$$

«Сила, действующая на шины во время трехфазного КЗ определяется по выражению» [17]:

$$F_{max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} \cdot l \cdot i_{y\delta}^2 \cdot K_\phi \cdot K_p, \quad (128)$$

где « $a$  – расстояние между фазами, м;

$l$  – длина пролета, м;

$K_\phi$  – коэффициент формы;

$K_p$  – коэффициент, зависящий от взаимного расположения проводников» [17].

$$F_{max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{1} \cdot 2 \cdot 13800^2 \cdot 1 \cdot 1 = 66 \text{ Н}.$$

«Момент сопротивления поперечного сечения шины определяется по выражению» [17]:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (129)$$

$$W = \frac{0.008 \cdot 0.06^2}{6} = 4.8 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

«Максимальное напряжение в материале проводника определяется по выражению» [17]:

$$\sigma_{\max} = \frac{F_{\max}^{(3)} \cdot l}{\lambda \cdot W}, \quad (130)$$

где « $\lambda$  – коэффициент, зависящий от условия закрепления шины» [17];

$$\sigma_{\max} = \frac{66 \cdot 2}{8 \cdot 4.8 \cdot 10^{-6}} \cdot 10^{-6} = 3.4 \text{ МПа}.$$

«Проверка на электродинамическую стойкость проводится по выражению» [17]:

$$\sigma_{\max} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (131)$$

$$3.4 \text{ МПа} \leq 247.1 \text{ МПа},$$

где  $\sigma_{\text{доп}}$  – «допустимое напряжение в материале шин» [17]:

$$\sigma_{\text{доп}} = 0.7 \cdot \sigma_p, \quad (132)$$

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

«Момент инерции поперечного сечения проводника определяется по выражению» [17]:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (133)$$

$$J = \frac{0.008 \cdot 0.06^3}{12} = 1.4 \cdot 10^{-7} \text{ м}^4.$$

«Частота собственных колебаний определяется по выражению» [17]:

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}}; \quad (134)$$

где « $l$  – длина пролета между изоляторами,

$J$  – момент инерции поперечного сечения шины,

$E$  – модуль упругости материала шины,

$r_1$  – параметр основной собственной частоты шины,

$m$  – масса шины на единицу длины» [17];

$$f_0 = \frac{3.14^2}{2 \cdot \pi \cdot 2^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 1.4 \cdot 10^{-7}}{2.5}} = 24.9 \text{ Гц}.$$

Так как частоте собственных колебаний ниже 30 Гц то механический резонанс не возникает.

### 7.2.5 Выбор опорных изоляторов

Предварительно выбираем изоляторы типа ИОР-10-3,75 II УХЛ.

Основные условия выбора и проверки рассматриваемого аппарата:

- соответствие номинальному напряжению сети:

$$U_{\text{сети}} \leq U_n, \quad (135)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- не превышению максимальной нагрузки на головку изолятора:

$$F_{\max}^{(3)} \leq F_{\text{доп}}, \quad (136)$$

$$66 \text{ Н} < 1709 \text{ Н},$$

где

$$F_{\text{доп}} = 0.6 \cdot F_{\text{разруш}} \cdot \frac{H_u}{H}, \quad (137)$$

где « $F_{\text{разруш}}$  – разрушающая нагрузка на изгиб,

$H_u$  – высота изолятора» [17];

$$F_{\text{доп}} = 0.6 \cdot 3750 \cdot \frac{0.12}{0.158} = 1709 \text{ Н}.$$

где

$$H = H_u + b + \frac{h}{2}, \quad (138)$$

где  $b$  и  $h$  – геометрические размеры изолятора;

$$H = 0.12 + 0.008 + \frac{0.06}{2} = 0.158.$$

Выбранные опорные изоляторы прошли необходимые проверки и могут быть установлены на стороне НН ГПП предприятия.

### 7.2.6 Выбор проходных изоляторов

Предварительно выбираем проходные изоляторы ИП-10/1000-7,5 УХЛ2.

Основные условия выбора и проверки рассматриваемого аппарата:

- соответствие номинальному напряжению сети:

$$U_{\text{сети}} \leq U_n, \quad (139)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- соответствие протекающему току в месте установки:

$$I_{max} < I_n, \quad (140)$$
$$770 \text{ А} < 1000 \text{ А};$$

- не превышению максимальной нагрузки на головку изолятора:

$$F_{расч} \leq 0.6 \cdot F_{разр}, \quad (141)$$
$$19 \text{ Н} < 4500 \text{ Н},$$

где

$$F_{расч} = 0.5 \cdot \frac{i_{y\partial}^2}{a} \cdot l_{из} \cdot 10^{-7}, \quad (142)$$
$$F_{расч} = 0.5 \cdot \frac{13800^2}{1} \cdot 2 \cdot 10^{-7} = 19 \text{ Н}.$$

Выбранные проходные изоляторы прошли необходимые проверки и могут быть установлены на стороне НН ГПП предприятия.

Выводы по разделу: все принятое к установке на ГПП оборудование прошло необходимые проверки, выбрано по номинальным значениям напряжения в месте установки и соответствует максимальным значениям протыкаемых токов в нормальном режиме работы.

## 8 Определение параметров системы заземления на ГПП

В качестве вертикальных заземлителей используем металлические уголки 60x5 мм длиной 5 м, которые заглубляем в грунт на 0.5 м ниже поверхности земли. Соотношение расстояния между соседними заземлителями к длине заземлителя выбираем 2 к 1. Металлические уголки соединяем в контур стальной полосой при помощи сварки [19, 20].

«Допустимое сопротивление для заземляющего устройства (ЗУ) в целом определим из выражения» [19]:

$$R_{доп} = \frac{\rho_{грунт}}{100} \cdot R_з, \quad (143)$$

где  $R_з$  - допустимое сопротивление заземления,

$\rho_{грунт}$  - удельное сопротивление грунта;

$$R_{доп} = \frac{100}{100} \cdot 4 = 4 \text{ Ом.}$$

«Сопротивление растекания для одиночного вертикального заземлителя определим из выражения» [19]:

$$R_g = 0.298 \cdot \rho_{p.v.} \cdot \kappa_c, \quad (144)$$

где  $\rho_{p.v.}$  - удельное сопротивление верхнего слоя земли,

$\kappa_c$  - коэффициент сезонности;

$$R_g = 0.298 \cdot 150 \cdot 1.5 = 67.1 \text{ Ом,}$$

где

$$\rho_{p.v.} = \kappa_c \cdot \rho_{грунт}, \quad (145)$$

где  $\rho_{грунт}$  - удельное сопротивление грунта

$$\rho_{p.v.} = 1.5 \cdot 100 = 150 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

«Суммарное число вертикальных заземлителей определим из выражения» [19]:

$$n_g = \frac{R_g}{\eta_g \cdot R_{дон}}, \quad (146)$$

где « $\eta_g$  – коэффициент использования вертикальных заземлителей» [19];

$$n_g = \frac{67.1}{0.71 \cdot 4} = 24 \text{ шт.}$$

«Протяженность горизонтального заземлителя определим из выражения» [19]:

$$l_2 = a \cdot n_g, \quad (147)$$

где « $a$  – расстояние между вертикальными заземлителями» [19];

$$l_2 = 10 \cdot 24 = 240 \text{ м.}$$

«Сопротивление растекания для горизонтального заземлителя определим из выражения» [19]:

$$R_2 = \frac{0.366 \cdot \rho_{p.z.}}{l_2} \cdot \lg \frac{2l_2^2}{b \cdot t_0}, \quad (148)$$

где « $l_2$  – длина горизонтального заземлителя,

$b$  – ширина полосы горизонтального заземлителя,

$t_0$  – глубина заложения горизонтального заземлителя» [19];

$$R_2 = \frac{0.366 \cdot 400}{240} \cdot \lg \frac{2 \cdot 240^2}{0.04 \cdot 0.5} = 4.1 \text{ Ом},$$

где

$$\rho_{p.z.} = \kappa_c \cdot \rho_{\text{грунт}}, \quad (149)$$

$$\rho_{p.z.} = 4 \cdot 100 = 400 \text{ Ом}.$$

«Скорректированное сопротивление растекания для горизонтального заземлителя определим из выражения» [19]:

$$R_2^{\cdot} = \frac{R_2}{\eta_2}, \quad (150)$$

где « $\eta_2$  – коэффициент использования горизонтального заземлителя» [19];

$$R_2^{\cdot} = \frac{4.1}{0.31} = 13.3 \text{ Ом}.$$

«Скорректированное сопротивление растекания для вертикальных заземлителей определим из выражения» [19]:

$$R_6^{\cdot} = \frac{R_2^{\cdot} \cdot R_{\text{дон}}}{R_2^{\cdot} - R_{\text{дон}}}, \quad (151)$$

$$R_6^{\cdot} = \frac{13.3 \cdot 4}{13.3 - 4} = 5.7 \text{ Ом}.$$



«Скорректированное число вертикальных заземлителей определим из выражения» [19]:

$$n'_g = \frac{R_g}{\eta_g \cdot R_g}, \quad (152)$$

$$n_g = \frac{67.1}{0.65 \cdot 5.7} \approx 18 \text{ шт.}$$

Выводы по разделу: окончательно выбираем к установке на ГПП предприятия 18 вертикальных заземлителей, выполненных в виде металлических уголков.

Соединение отдельных вертикальных заземлителей в контур выполняем при помощи стальной полосы сваркой.

Полученное значение суммарного сопротивления не превышает максимального значения, указанного ПУЭ для сетей данного класса напряжения.

## Заключение

Бакалаврская работа выполнена на тему «Электроснабжение предприятия по выпуску приборов промышленной автоматики».

При выполнении проектирования была достигнута основная цель - обеспечение надежного функционирования системы электроснабжения предприятия по выпуску приборов промышленной автоматики, за счет установки нового и современного электрооборудования.

Расчет нагрузок позволил определить суммарную расчетную мощность предприятия – 21,2 МВА.

На примере насосной оборотного водоснабжения был показан выбор трансформаторов для КТП, в результате расчетов были выбраны 2 силовых трансформатора типа ТМГ-400/10/0,4 и 2 конденсаторные установки АУКРМ мощностью 200 квар каждая.

Наиболее рациональным напряжением системы внешнего электроснабжения предприятия является напряжение 35 кВ.

По наименьшим приведенным затратам для установки на ГПП предприятия были выбраны 2 силовых трансформатора ТДН- 10000/35/10.

При реконструкции подстанции выбрана схема с установкой высоковольтных выключателей в ОРУ 35 кВ и автоматической перемычкой.

Выполнен расчет токов короткого замыкания на сторонах 35 и 10 кВ ГПП.

Выбрано и проверено основное электрооборудование на ГПП (выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы и т.д.).

Для устройства контура заземления на ГПП предприятия выбраны 18 вертикальных заземлителей выполненных в виде металлических уголков, соединенных в контур стальной полосой при помощи сварки.

## Список используемых источников

1. Абрамова Е. Я. Курсовое проектирование по электроснабжению промышленных предприятий: учебное пособие. Оренбургский гос. ун-т. Оренбург: ОГУ, 2012. 106 с.
2. Анчарова Т. В., Рашевская М.А., Стебунова. Е.Д. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений [Электронный ресурс]: учебник , 2-е изд., перераб. и доп. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2018. 415 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product/982211> (дата обращения 15.01.2021).
3. Вахнина В.В., Черненко А.Н., Самолина О.В., Рыбалко Т.А. Проектирование осветительных установок [Электронный ресурс]: электронное учеб.-метод. пособие. Тольятти : Изд-во ТГУ, 2015. 107 с. URL: [https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/3383/1/Vahnina%20Chernenko%20Samolina%20Ribalko\\_%20EUI\\_Z.pdf](https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/3383/1/Vahnina%20Chernenko%20Samolina%20Ribalko_%20EUI_Z.pdf) (дата обращения: 09.02.2021).
4. Грунтович Н.В. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования : учебное пособие. Минск : Новое знание ; М. : ИНФРА-М, 2017. 271 с.
5. Комков В.А., Тимахова Н.С. Энергосбережение в жилищно-коммунальном хозяйстве: учебное пособие, 2-е изд. М.: НИЦ ИНФРА-М, 2015. 204 с.
6. Мельников М.А. Внутризаводское электроснабжение: учеб. пособие. Томск: Изд-во ТПУ, 2014. 180 с.
7. Савоськин В.С. Электроснабжение. Электроснабжение промышленных предприятий: учеб. пособие. Пенза : Изд-во Пенз. ун-та, 2018. 256 с.
8. Сибикин Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов: учебное пособие. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2015. 384 с.

9. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю., Яшков В.А. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: учебное пособие. М.: Форум, 2015. 368 с.
10. Сивков А.А., Герасимов Д.Ю., Сайгаш А.С. Основы электроснабжения. Учебное пособие. Томск: Изд-во Томского пол-го ун-та, 2012. 173 с.
11. Старкова Л.Е. Справочник цехового энергетика : учебно-практическое пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2013. 352 с.
12. Ушаков В.Я. Современные проблемы электроэнергетики [Электронный ресурс] : учебное пособие. Томск: Томский политехнический университет, 2014. 447 с. URL: <http://www.iprbookshop.ru/34715.html> (дата обращения: 16.12.2020).
13. Хорольский В.Я., Таранов М.А., Жданов В.Г. Организация и управление деятельностью электросетевых предприятий: учебное пособие. М.: Форум, НИЦ ИНФРА-М, 2016. 144 с.
14. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование ОУ и электроустановок промышленных механизмов [Электронный ресурс]: Учебное пособие. 2-е изд. М.:Форум, НИЦ ИНФРА-М, 2015. 352 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product/494251> (дата обращения 17.02.2021).
15. Щербаков Е. Ф., Александров Д. С. Электрические аппараты: учебник. - М.: Форум, НИЦ ИНФРА-М, 2015. 304 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. 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.
18. 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.

19. Roman K. The Digital Information Age: An Introduction to Electrical Engineering. Cengage Learning, 2014. 400 p.
20. 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.