

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 Реконструкция системы электроснабжения завода по выпуску фундаментных блоков и бордюрного камня

Студент

М.О. Рыскалкин

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., А.Н. Черненко

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

Аннотация

В бакалаврской работе разработаны мероприятия по реконструкции электроснабжения предприятия по выпуску фундаментных блоков и бордюрного камня.

Выполнен расчет ожидаемых электрических нагрузок по каждому из производственных цехов и вспомогательных корпусов предприятия, а также определены суммарные значения активной и реактивной мощности по предприятию. На основе сравнения двух вариантов выполнен обоснованный выбор типа, количества и номинальной мощности цеховых трансформаторных подстанций, их количества и номинальной мощности устанавливаемых трансформаторов. Определены потребности в устройствах компенсации реактивной мощности.

Выбрано рациональное напряжение для системы внешнего электроснабжения предприятия.

На основе технико-экономического сравнения выбран наиболее экономичный с точки зрения минимума приведенных затрат вариант установки силовых трансформаторов на главной понизительной подстанции предприятия.

Определены расчетные значения токов короткого замыкания, полученные данные, использовались для проверки выбранного оборудования на главной понизительной подстанции предприятия.

Выполнен расчет системы заземления на главной понизительной подстанции.

Работа состоит из пояснительной записки объемом 63 листов, в том числе 4 таблицы и 2 рисунка и графической части, состоящей из 6 листов стандартного формата А1.

Содержание

Введение.....	4
1 Характеристика предприятия по выпуску фундаментных блоков и бордюрного камня.....	5
2 Расчет ожидаемых максимальных электрических нагрузок по предприятию	7
3 Определение количества и номинальной мощности трансформаторов на цеховых подстанциях.....	14
4 Определение количества и номинальной мощности трансформаторов на ГПП.....	24
4.1 Вариант использования на подстанции предприятия 2 двухобмоточных трансформаторов типа ТМН - 6300/35/10.....	26
4.2 Вариант использования на подстанции предприятия 2 двухобмоточных трансформаторов типа ТДН -10000/35/10	30
5 Выбор основных решений по электрической схеме ГПП завода	33
6 Расчет токов короткого замыкания	34
7 Выбор электрических аппаратов для установки на главной понизительной подстанции	39
7.1 Выбор основных электрических аппаратов на стороне ВН ГПП	39
7.2 Выбор основных электрических аппаратов на стороне НН ГПП	46
8 Определение параметров системы заземления ГПП предприятия.....	57
Заключение	61
Список используемых источников.....	62

Введение

Основные условия, которым должна соответствовать система электроснабжения промышленного предприятия:

- обеспечивать безопасность от поражения электрическим током как электротехнического персонала, так и остальных работников предприятия, которые могут контактировать с электрооборудованием;

- обеспечивать заданную надежность электроснабжения отдельных электроприемников и потребителей электроэнергии в целом, не превышая установленные для них нормами интервалы прерываний подачи электроэнергии;

- обеспечивать электромагнитную совместимость и поддержание показателей качества электрической энергии на уровне не ниже установленных в ГОСТ значений, используя при необходимости специальные схемные решения или устройства для повышения качества электрической энергии;

- баланс минимума затрат на первоначальное строительство и последующую эксплуатацию всех элементов системы электроснабжения предприятия;

- способность к модернизации и масштабируемости в связи с изменением и совершенствованием технологического процесса;

- соответствие экологическим нормам [1, 2, 3].

Соблюдение этих требований должно закладываться еще при разработке проекта системы электроснабжения и выполняться при ее эксплуатации.

Целью ВКР является обоснованный выбор элементов системы электроснабжения предприятия по выпуску фундаментных блоков и бордюрного камня, позволяющий обеспечить надежное функционирование СЭС предприятия с минимальными потерями электрической энергии и электромагнитную совместимость установленного на предприятии электрооборудования.

1 Характеристика предприятия по выпуску фундаментных блоков и бордюрного камня

Предприятие было основано в 1957 году и его целью деятельности было и остается производство и поставка на строительный рынок высококачественных железобетонных изделий, товарного бетона, раствора, кирпича, тротуарной и облицовочной плитки, архитектурных украшений.

В кризисные годы завод ПСК переориентировавшись на новые рынки сбыта и начав собственное строительство жилья, сумел выжить и теперь вновь последовательно наращивает объемы выпуска продукции, при этом осваивая новые технологии производства современных строительных материалов, таких как пенобетон, кевларобетон (особо прочный), вибропрессованные бордюры, брусчатка и кирпич.

Предприятие имеет широкую номенклатуру выпускаемой продукции:

- фундаментные блоки (ФБС) различных размеров используются при возведении стен и ленточных фундаментов, а также ограждений и внешних несущих элементов. Их производят из бетонов особого качества, способных выдерживать огромные нагрузки.
- железобетонные плиты перекрытия (пустотные плиты) с повышенной прочностью - это надежный элемент конструкции дома. Особенно хорошо ж/б плиты перекрытий зарекомендовали себя в тех многоэтажных домах, строительным материалом при возведении которых является бетон или кирпич.
- в основном, плиты ленточных фундаментов используется для формирования с помощью кранов основания стальных блоков подвальных помещений, бань, деревянных и домов, основанных на каркасе. Эксплуатационный срок основан на составе материала изготовления.
- бордюрный камень – изделие из бетона, широко применяемое при благоустройстве территории. Представляет собой своеобразный

разделитель, с помощью которого проезжую часть улиц отделяют от велосипедных дорожек, пешеходных зон, газонов. Служит для прочности дорожного полотна, выполняя роль упора при укладке тротуара плиткой, защищая почву от размывания весной при сходе снега, от разрушения после сильных дождей.

Кроме того, предприятие выпускает: фундаментные балки, сваи, плоские плиты, ребристые плиты, прогоны, перемычки, опорные подушки, канальные плиты, лотки теплотрасс, крышки и днища колец, кольца колодцев, лестничные ступени, лестничные марши, лестничные площадки, дорожные плиты, приставки (пасынки), световые опоры, заборы и столбы ограждений, бетон и другие железобетонные изделия.

Совсем недавно было запущено производство свай на новой современной линии. Формование свай производится на стенде, который оборудован системой нагрева бетона.

Продукция предприятия нашла широкое применение в гражданском и промышленном строительстве на всех уровнях сложности возводимых объектов от небольших по площади коттеджей до многоэтажных домов.

2 Расчет ожидаемых максимальных электрических нагрузок по предприятию

«Экспериментальные исследования нагрузок в действующих промышленных установках показали, что индивидуальные и групповые графики нагрузки приемников одного и того же профиля весьма различны, так как они зависят от многих случайных факторов. Из этих графиков трудно найти какие-либо обобщающие характеристики. Но если эти же графики, записанные экспериментально, перестроить в виде упорядоченных диаграмм по убывающим ординатам P , то упорядоченные диаграммы одинаковых групп приемников достаточно близко совпадают.

Это свойство упорядоченных диаграмм служит исходным положением метода упорядоченных диаграмм для определения расчетных нагрузок.

Если повернуть упорядоченный график на 90° и построить по его средним точкам огибающую, то получим упорядоченную диаграмму. Сравнение упорядоченной диаграммы с функцией распределения случайных величин нормального закона показывает достаточное совпадение кривых. Это послужило основанием для использования математических методов теории вероятностей при нормальном законе распределения в решении задач расчета нагрузок промышленных предприятий» [4, 5, 6].

На уровнях системы электроснабжения от 1 до 3, то есть в сетях напряжением до 1000В чаще применяют аналитические методы расчета, дающие повышенную точность вычислений, но для которых необходимо большое количество исходных данных об установленных на предприятии электроприемниках и о режимах их работы, а этих сведений в полном объеме на этапе проектирования как правило нет. При расчетах для уровней электроснабжения 4 и дальше, то есть в сетях выше 1000 В как правило используют эмпирические методы, являющиеся более простыми, но вместе с тем дающие более низкую точность расчетов по сравнению с аналитическими.

Расчеты производим по методу коэффициента максимума, с учетом последних изменений, внесенных в утвержденную в нормативном документе методику расчета [7].

«Данный метод базируется на двух коэффициентах: коэффициенте использования K_u и коэффициенте максимума K_m . Как в правило группу электроприемников входят электроприемники с различными значениями номинальных мощностей и разными коэффициентами включения, то есть электроприемники с различными режимами работы, то возникает задача их приведения к электроприемникам с одинаковой мощностью и одинаковым режимом работы при помощи эффективного числа ЭП $n_{эф}$ » [7]:

$$n_{эф} = \frac{(\sum_1^n P_{ном.i})^2}{\sum_1^n P_{ном.i}^2}. \quad (1)$$

где $P_{ном.i}$ - номинальная мощность ЭП.

Согласно данным, представленным в справочной таблице находим значение K_m , которое определяется по рассчитанным ранее значениям $n_{эф}$ и $K_{u.ср}$, где $K_{u.ср}$ – «средний коэффициент использования для данной группы ЭП, который определяется по формуле» [7]:

$$K_{u.ср} = \frac{\sum_1^n P_{см.i}}{\sum_1^n P_{ном.i}}, \quad (2)$$

где $P_{см.i}$ - среднесменная мощность группы ЭП.

«Коэффициент максимума может быть определен аналитическим способом» [7]:

$$K_M = 1 + \frac{1.5}{\sqrt{n_{эф}}} \cdot \sqrt{\frac{1 - K_{u.ср}}{K_{u.ср}}}, \text{ при } K_{u.ср} < 0.15 \text{ и } n_{эф} < 10;$$

$$K_M = 1 + \frac{1.4}{\sqrt{n_{эф} - 1}} \cdot \sqrt{\frac{1 - 1.2 \cdot K_{u.ср}}{K_{u.ср} - 0.01}}, \text{ при } 0.15 < K_{u.ср} < 0.8 \text{ и } n_{эф} > 10, \quad (3)$$

$$K_M = 1, \text{ при } K_{u.ср} \geq 0.8.$$

При выполнении вычислений следует придерживаться следующего хода расчетов:

1. «По справочникам или учебникам для каждой группы электроприемников находятся значения коэффициентов использования и мощности ($\cos\phi$).
2. Для каждой группы электроприемников определяется значение «среднесменной нагрузки» [7]:

$$P_{см.i} = K_{u.i} \cdot \sum_1^n P_{ном.i}; \quad Q_{см.i} = P_{см.i} \cdot tg\phi_i. \quad (4)$$

где $tg\phi_i$ - коэффициент мощности.

3. «Находится среднесменная нагрузка в целом по цеху предприятия» [7]:

$$P_{см.Σ} = \sum_1^k P_{ном.i}; \quad Q_{см.Σ} = \sum_1^k Q_{ном.i}, \quad (5)$$

где k – номер последней по списку группы электроприемников на рассматриваемом объекте.

4. «Находится значение $K_{u.ср}$ в целом по цеху по выражению (2).
5. Находится значение $n_{эф}$ по выражению (1).
6. Находится значение K_M по таблицам, графикам или формулам (3).

7. Находится значение расчетной нагрузки в целом по цеху предприятия» [7]:

$$\begin{aligned}P_p &= K_m \cdot P_{см\Sigma}; \\Q_p &= 1.1 \cdot Q_{см\Sigma} \text{ при } n_{эф} \leq 10; \\Q_p &= Q_{см.\Sigma} \text{ при } n_{эф} > 10; \\S_p &= \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}; \quad I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}.\end{aligned}\tag{6}$$

Максимальные значения мощности для высоковольтных электроприемников производим аналогичным образом, учитывая способность синхронных двигателей компенсировать реактивную мощность.

Итоговые значения ожидаемых нагрузок в целом по предприятию и по всем группам электроприемников различных классов напряжения получаем при сложении активных и реактивных нагрузок и повторного нахождения полной мощности по формуле 6.

Выводы по разделу: итоговые данные по определению средних за смену и расчетных нагрузок заносятся в соответствующие графы таблицы 1. Итоговые данные по цехам используются для выбора цеховых трансформаторов и построения картограммы нагрузок по предприятию, а по суммарной нагрузке завода выбираются трансформаторы ГПП.

Таблица 1 – Расчетные нагрузки завода по выпуску фундаментных блоков и бордюрного камня

Производственные и вспомогательные цеха на генплане	$P_n,$ 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	147	8.65	17	0.23	0.57	1.44	33.81	48.74	1.67	56.46	48.74	74.59
2	185	26.43	7	0.13	0.66	1.14	24.05	27.38	3	72.15	30.11	78.18
3	85	9.44	9	0.55	0.75	0.88	46.75	41.23	0.52	24.31	45.35	51.46
4	136	19.43	7	0.8	0.76	0.86	108.8	93.04	1.08	117.50	102.35	155.83
5	505	63.13	8	0.84	0.7	1.02	424.2	432.77	1.22	517.52	476.05	703.17
6	3175	35.28	90	0.37	0.72	0.96	1174.8	1132.29	1.07	1256.98	1132.29	1691.77
7	532	22.17	24	0.41	0.73	0.94	218.12	204.21	1.26	274.83	204.21	342.39
8	1225	47.12	26	0.81	0.78	0.80	992.25	796.06	1.1	1091.48	796.06	1350.94

Продолжение таблицы 1

№ произв. цеха на генплане предпр.	$P_n,$ 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	2013	23.68	85	0.28	0.56	1.48	563.64	833.88	1.18	665.10	833.88	1066.63
10	413	17.96	23	0.52	0.63	1.23	214.76	264.73	1.25	268.45	264.73	377.03
11	3547	46.67	76	0.43	0.73	0.94	1525.2	1427.95	1.14	1738.74	1427.95	2249.94
12	84	16.80	5	0.14	0.7	1.02	11.76	12.00	3.3	38.81	13.20	40.99
13	107	8.23	13	0.43	0.72	0.96	46.01	44.35	1.4	64.41	44.35	78.20
14	537	12.79	42	0.61	0.64	1.20	327.57	393.28	1.15	376.71	393.28	544.59
15	508	26.74	19	0.28	0.67	1.11	142.24	157.60	1.65	234.70	157.60	282.70
16	197	32.83	6	0.16	0.6	1.33	31.52	42.03	3.1	97.71	46.23	108.10

Продолжение таблицы 1

№ произв. цеха на генплане предпр.	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
17	191	15.92	12	0.18	0.64	1.20	34.38	41.28	2.1	72.20	41.28	83.16
18	324	14.73	22	0.32	0.58	1.40	103.68	145.62	1.35	139.97	145.62	201.98
Суммарное значение по заводу железобет. изд.	13911	8.23...63.13	491	0.43	-	1.02	6023.5	6138.42	-	7108.03	6203.26	9434.22

3 Определение количества и номинальной мощности трансформаторов на цеховых подстанциях

«При решении вопроса о типе, конструктивном исполнении и месте расположения цеховой подстанции необходимо принимать во внимание следующие положения:

- необходимо стремиться к выполнению внутрицеховых подстанций;
- при отсутствии места в цехе, при наличии в цехе пожаро- и взрывоопасных зон, химически агрессивных сред, токопроводящей пыли необходимо выполнять пристроенные трансформаторные подстанции;
- отдельно стоящие подстанции следует применять только на основании ТЭР.

Если нагрузка цеха $S_{ном}$ на напряжение до 1 кВ не превышает 150...200 кВА, то в данном цехе ТП предусматривать нецелесообразно, а электроприемники цеха запитываются с шин ближайшей ТП кабельными линиями 0,4 или 0,66 кВ.

При проектировании рекомендуется применять комплектные трансформаторные подстанции (КТП).

Важно сделать правильный выбор числа и мощности трансформаторов цеховых подстанций для построения рациональной схемы электроснабжения предприятия» [4, 8, 9].

Расчеты по выбору СТ выполняем на примере комплектной ТП снабжающей электрической энергией группу цехов 12, 15-16, 8.

Номинальную мощность СТ можно определить, зная расчётную активную нагрузку $P_{p\Sigma}$, коэффициент запаса K_3 и требуемое по условию надежности количество силовых трансформаторов N_T :

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

$$S_{HT} > \frac{511.2}{0,7 \cdot 2} = 365 \text{ кВА.}$$

По полученному расчетному значению из каталога производителя выбираем ближайшее стандартное большее значение, которое для силовых трансформаторов составляет с $S_{HT} = 400 \text{ кВА}$.

Принимаем для установки на ТП масляные трансформаторы с гофрированным баком типа ТМГ12-400.

По каталогу из которого была найдена номинальная мощность трансформатора для него же определяем технические характеристики, которые включают потери в различных режимах работы, а также стоимость определяем по данным коммерческого предложения производителя трансформаторов: $\Delta P_{xx} = 0.89 \text{ кВт}$ - потери холостого хода, $\Delta P_{K3} = 5.8 \text{ кВт}$ - потери короткого замыкания, $i_{xx} = 1.25 \%$ - ток холостого хода, $u_{K3} = 4.5 \%$ напряжение КЗ, $K_T = 275 \text{ тыс. руб}$ - кап. затраты на трансформатор.

«Выполним расчет потерь в силовых трансформаторах КТП» [8]:

$$\Delta P_{mp} = N_T \cdot (P_{xx} + K_3^2 \cdot P_{K3}), \quad (8)$$

$$\Delta P_{mp} = 2 \cdot (0.89 + 0.7^2 \cdot 5.8) = 7.46 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{mp} = N_T \cdot (i_0 + K_3^2 \cdot U_{K3}) \cdot \frac{S_H}{100}, \quad (9)$$

$$\Delta Q_{mp} = 2 \cdot (1.25 + 0.7^2 \cdot 4.5) \cdot \frac{400}{100} = 27.64 \text{ квар.}$$

«Расчётную нагрузку цеха с учётом потерь активной и реактивной мощности в СТ определим по формуле» [8]:

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

$$P_p = 511.2 + 7.46 = 518.6 \text{ кВт},$$

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

$$Q_p = 362.6 + 27.64 = 390.3 \text{ квар.}$$

«Реактивная мощность в период минимума нагрузки в ЭЭС определяется» [8]:

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

$$Q_{\min} = 0.5 \cdot 390.3 = 195.1 \text{ квар.}$$

Определяем выгодное с экономической точки зрения значение РМ в часы максимальной нагрузки в системе:

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

где $Q_{\text{сд}}$ - мощность СД;

$$Q'_{\text{э1}} = 390.3 - 0.7 \cdot 0 = 390.3 \text{ квар,}$$

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

$$Q''_{\text{э1}} = 0.28 \cdot 518.6 = 145.2 \text{ квар.}$$

При проведении расчетов принимаем наименьшее из определенных значений $Q_{\text{э1}} = 145.2 \text{ квар.}$

«Экономически целесообразные значения РМ в период минимума нагрузки определим по формулам» [8]:

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

$$Q_{\text{э2,в}} = 195.1 - (390.3 - 145.2) = -49.9 \text{ квар;}$$

$$Q_{\text{э2,н}} = Q_{\min} + Q_{\text{к}}, \quad (16)$$

$$Q_{\text{э2,н}} = 195.1 + 0 = 195.1 \text{ квар;}$$

Поскольку при снижении нагрузки в системе наблюдается рост уровня напряжения, то в расчетах принимаем максимальное из найденных ранее значений: $Q_{\varepsilon 2} = 195.1$ квар.

Общая мощность устройств компенсации определяется из выражения:

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

$$Q_{ку\max} = 1,15 \cdot 390.3 - 145.2 = 303.6 \text{ квар.}$$

При этом мощность нерегулируемых установок из общего значения мощности должна составлять:

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

$$Q_{ку\min} = 195.1 - 195.1 = 0.$$

Полученное нулевое значение означает, что все принимаемые к установке устройства компенсации должны быть регулируемыми в широких пределах.

«Определим значение реактивной мощности, которую требуется передать в электрическую сеть с номинальным напряжением 0,4 кВ через СТ подстанции» [8]:

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

$$Q_{\varepsilon n} = 145.2 - (390.3 - 362.6) = 117.6 \text{ квар.}$$

«Значение РМ, которую целесообразно передать в электрическую сеть напряжением 0,4 кВ через СТ подстанции» [8]:

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

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0.7 \cdot 400)^2 - 511.2^2} = 228.7 \text{ квар},$$

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

$$Q_{KVH} = 362.6 - 228.7 = 134 \text{ квар},$$

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

$$Q_{KVБ} = 303.6 - 134 = 169.6 < 800 \text{ квар}.$$

На трансформаторной подстанции группы цехов 12, 15-16, 18 принимаем к установке 2 масляных трансформатора ТМГ12-400 и 2 регулируемые в автоматическом режиме КУ типа АУКРМ 65 квар для каждой установки.

«Найдем время максимальных потерь по выражению» [8]:

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

где T_M - число часов максимума нагрузки;

T_P - число часов работы.

$$\tau = \left(0.124 + \frac{4589}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2976.9 \text{ ч.}$$

«Удельная стоимость потерь на холостом ходу в СТ находится из формулы» [8]:

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

где α , β - плата за мощность и за электроэнергию соответственно

$$C_{XX} = \left(\frac{695 \cdot 12}{4589} + 1.28 \right) \cdot 8760 = 27.132 \text{ тыс.руб/кВт}.$$

«Удельная стоимость потерь короткого замыкания в СТ находится из формулы» [8]:

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

где τ - число часов максимума потерь

$$C_{KЗ} = \left(\frac{695 \cdot 12}{4589} + 1.28 \right) \cdot 2976.9 = 9.22 \text{ тыс.руб/кВт} .$$

Годовая стоимость потерь в одном СТ находится исходя из данных о потерях и коэффициенте загрузки СТ:

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

$$C \cdot \Delta P_T = 27.132 \cdot 0.89 + 9.22 \cdot 0.7^2 \cdot 5.8 = 50.35 \text{ тыс.руб.}$$

«Величину приведенных затрат на трансформаторную подстанцию с силовыми трансформаторами и КУ найдем из формулы» [8]:

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

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

$$Z_{КТП} = 0.223 \cdot (275 \cdot 2 + 38.4 \cdot 2) + (50.35 \cdot 2) = 240.477 \text{ тыс.руб.}$$

В качестве следующего варианта принимаем для установки на ТП масляные трансформаторы с гофрированным баком типа ТМГ12-630.

По каталогу из которого была найдена номинальная мощность трансформатора для него же определяем технические характеристики, которые включают потери в различных режимах работы, а также стоимость

определяем по данным коммерческого предложения производителя трансформаторов: $\Delta P_{xx} = 1.26 \text{ кВт}$, $\Delta P_{кз} = 7.75 \text{ кВт}$, $i_{xx} = 1.25\%$, $u_{кз} = 5.5\%$, $K_T = 383 \text{ тыс. руб.}$

«Выполним расчет потерь в силовых трансформаторах КТП» [8]:

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

$$\Delta P_{mp} = 2 \cdot (1.26 + 0.7^2 \cdot 7.75) = 10.12 \text{ кВт},$$

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

$$\Delta Q_{mp} = 2 \cdot (1.25 + 0.7^2 \cdot 5.5) \cdot \frac{630}{100} = 49.71 \text{ квар.}$$

«Расчётную нагрузку цеха с учётом потерь активной и реактивной мощности в СТ определим по формуле» [8]:

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

$$P_p = 511.2 + 10.12 = 521.3 \text{ кВт},$$

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

$$Q_p = 362.6 + 49.71 = 412.4 \text{ квар.}$$

«Реактивная мощность в период минимума нагрузки в ЭЭС определяется» [8]:

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

$$Q_{\min} = 0.5 \cdot 412.4 = 206.2 \text{ квар.}$$

Определяем выгодное с экономической точки зрения значение РМ в часы максимальной нагрузки в системе:

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

$$Q'_{\text{э1}} = 412.4 - 0.7 \cdot 0 = 412.4 \text{ квар},$$

$$Q''_{\text{э1}} = 0.28 \cdot P_P, \quad (34)$$

$$Q''_{\text{э1}} = 0.28 \cdot 521.3 = 146 \text{ квар}.$$

При проведении расчетов принимаем наименьшее из определенных значений $Q_{\text{э1}} = 146 \text{ квар}$.

«Экономически целесообразные значения РМ в период минимума нагрузки определим по формулам» [8]:

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

$$Q_{\text{э2,в}} = 206.2 - (412.4 - 146) = -60.2 \text{ квар};$$

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

$$Q_{\text{э2,н}} = 206.2 + 0 = 206.2 \text{ квар};$$

Поскольку при снижении нагрузки в системе наблюдается рост уровня напряжения, то в расчетах принимаем максимальное из найденных ранее значений: $Q_{\text{э2}} = 206.2 \text{ квар}$.

Общая мощность устройств компенсации определяется из выражения:

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

$$Q_{\text{ку max}} = 1,15 \cdot 412.4 - 146 = 328.2 \text{ квар}.$$

При этом мощность нерегулируемых установок из общего значения мощности должна составлять:

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

$$Q_{\text{ку min}} = 206.2 - 206.2 = 0.$$

Полученное нулевое значение означает, что все принимаемые к установке устройства компенсации должны быть регулируемы в широких пределах.

«Определим значение реактивной мощности, которую требуется передать в электрическую сеть с номинальным напряжением 0,4 кВ через СТ подстанции» [8]:

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

$$Q_{эн} = 146 - (412.4 - 362.6) = 96.3 \text{ квар.}$$

«Значение РМ, которую целесообразно передать в электрическую сеть напряжением 0,4 кВ через СТ подстанции» [8]:

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

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0.7 \cdot 630)^2 - 511.2^2} = 718.8 \text{ квар,}$$

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

$$Q_{KVH} = 362.6 - 718.8 = -356.1 < 50 \text{ квар,}$$

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

$$Q_{.KVB} = 328.2 - 0 = 328.2 < 800 \text{ квар.}$$

При значениях $Q_{KVH} < 50$ квар и $Q_{.KVB} < 800$ квар установка устройств компенсации РМ на ТП не предусматривается.

На трансформаторной подстанции группы цехов 12, 15-16, 18 принимаем к установке 2 масляных трансформатора ТМГ12-630.

Годовая стоимость потерь в одном СТ находится исходя из данных о потерях и коэффициенте загрузки СТ:

$$C \cdot \Delta P_T = C_{XX} \cdot \Delta P_{XX} + C_{K3} \cdot K_3^2 \cdot \Delta P_{K3}, \quad (43)$$

$$C \cdot \Delta P_T = 27.132 \cdot 1.26 + 9.22 \cdot 0.7^2 \cdot 7.75 = 69.199 \text{ тыс.руб.}$$

«Величину приведенных затрат на трансформаторную подстанцию с силовыми трансформаторами и КУ найдем из формулы» [8]:

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

$$Z_{КТП} = 0.223 \cdot (383 \cdot 2) + (69.199 \cdot 2) = 309.215 \text{ тыс.руб.}$$

Приведенные затраты на КТП с трансформаторами ТМГ12-400 и установками компенсации реактивной мощности составляют 240 тысяч рублей, что ниже приведенных затрат на КТП с установкой только трансформаторов ТМГ12-630, которые составляют 309 тысяч рублей. Поэтому для установки в ТП рассматриваемой группы цехов принимаем вариант с размещением на КТП 2х масляных трансформаторов с гофрированными баками ТМГ12-400 и двух автоматических КУ АУКРМ с номинальной реактивной мощностью по 65 квар каждая. Данные КУ могут работать в полностью автоматическом режиме, обеспечивая регулировку выдаваемой реактивной мощности в зависимости от различных измеряемых параметров электрической сети.

На остальных КТП предприятия выбор силовых трансформаторов и устройств компенсации реактивной мощности выполняем аналогичным образом.

4 Определение количества и номинальной мощности трансформаторов на ГПП

«Напряжение каждого звена системы электроснабжения нужно выбирать с учетом напряжений смежных звеньев.

Выбор напряжения питающей сети проводят на основании технико-экономического сравнения вариантов в следующих случаях:

- при наличии возможности получения электроэнергии от источника питания при двух и более напряжениях;
- если объект с большой потребляемой мощностью нуждается в сооружении или значительном расширении существующих районных подстанций, электростанций либо сооружении собственной электростанции;
- при наличии связи электростанций объекта с районными сетями.

На первых ступенях распределения электроэнергии для питания больших объектов применяют напряжения 110, 220 и 330 кВ.

Напряжение 35 кВ используют для частичного внутриобъектного распределения электроэнергии в следующих случаях:

- при наличии крупных электроприемников на напряжение 35 кВ;
- при наличии удаленных нагрузок и других условий, требующих для питания потребителей повышенного напряжения;
- при применении схемы глубокого ввода для питания группы подстанций 35/0,4...0,66 кВ малой и средней мощности» [4, 10, 11].

«Рациональное напряжение питания завода находим из выражения» [11]:

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

где L - длина линии,

P_{PI} - суммарная активная мощность по предприятию;

$$U_{РАЦ} = 4.34 \cdot \sqrt{11 + 0.016 \cdot 7108} = 48 \text{ кВ},$$

«При этом значение расчетной активной нагрузки в целом по предприятию может быть найдено как» [10]:

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

где P_{PH} - нагрузка на стороне НН,

P_{PB} - нагрузка на стороне ВН,

P_{STOP} - нагрузка сторонних потребителей.

$$P_{PI} = 7108.03 + 0 + 0 = 7108.03 \text{ кВт.}$$

«Значение полной расчетной нагрузки предприятия находим по выражению» [10]:

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

$$S_{PI} = \sqrt{7108^2 + 1777^2} = 7327 \text{ кВА},$$

«При этом значение расчетной реактивной нагрузки в целом по предприятию может быть найдено как» [10]:

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

$$Q_{ЭСi} = 7108 \cdot 0.25 = 1777 \text{ квар.}$$

«Мощность трансформаторов выбираем с учетом возможной продолжительной перегрузки на 40% в послеаварийном режиме работы одного из трансформаторов» [10]:

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

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

$K_{пер}$ - коэффициент перегрузки.

$$S_{номт} \approx 0,8 \cdot 7327 \cdot \frac{1}{1,4} = 4187 \text{ кВА.}$$

Основываясь на данных о производимых трансформаторах и их стандартных номинальных мощностях принимаем для дальнейших расчетов вариант размещения на ГПП предприятия двух трансформаторов ТМН-6300/35/10 и в качестве второго расчетного варианта принимаем большие по номинальной мощности трансформаторы ТДН-10000/35/10.

4.1 Вариант использования на подстанции предприятия 2 двухобмоточных трансформаторов типа ТМН - 6300/35/10

По каталогу из которого была найдена номинальная мощность трансформатора для него же определяем технические характеристики, которые включают потери в различных режимах работы, а также стоимость определяем по данным коммерческого предложения производителя трансформаторов $\Delta P_{XX} = 8.4 \text{ кВт}$, $\Delta P_{K3} = 46.9 \text{ кВт}$, $i_{XX} = 0.61\%$, $u_{K3} = 7.5\%$, $K_T = 11049 \text{ тыс. руб.}$

«Определим значение приведенных потерь активной мощности в силовом трансформаторе в режиме XX по выражению» [11]:

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

$$\Delta P_x' = 8.4 + 0,05 \cdot 38.4 = 10.32 \text{ кВт},$$

где

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

$$\Delta Q_x = 0.61 \cdot 6300 / 100 = 38.4 \text{ квар},$$

«Приведенные потери активной мощности в силовом трансформаторе в режиме КЗ найдем по выражению» [11]:

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

$$\Delta Q_k = 7.5 \cdot 6300 / 100 = 472.5 \text{ квар},$$

$$\Delta P'_k = \Delta P_k + 0,05 \cdot \Delta Q_k, \quad (53)$$

$$\Delta P'_k = 46.9 + 0.05 \cdot 472.5 = 70.53 \text{ кВт}.$$

«Коэффициент загрузки силового трансформатора в послеаварийном режиме при отключении второго СТ на подстанции определим по выражению» [11]:

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

$$K_3 = \frac{7327}{6300} = 1.163 .$$

«Значение приведенных потерь активной мощности в силовом трансформаторе определим по выражению» [11]:

$$P'_m = \Delta P'_x + K_3^2 \cdot \Delta P'_k, \quad (55)$$

$$P'_m = 10.32 + 1.163^2 \cdot 70.53 = 105.71 \text{ кВт}.$$

Используя упорядоченный годовой график нагрузки трансформаторов ГПП, изображенный на рисунке 1, определим величины годовых потерь электрической энергии в СТ на каждой из ступеней графика T_i :

$$\Delta W = \sum n_i \cdot \Delta P'_x \cdot T_i + \sum \frac{1}{n_i} \cdot K_{зг}^2 \cdot \Delta P'_к \cdot T_i = \Delta W_x + \Delta W_k \quad (56)$$

где ΔW_x , ΔW_k - потери в режиме ХХ и КЗ соответственно.

«Исходя из суммарных потерь электрической энергии в трансформаторах ГПП за год ΔW_{nc} и стоимости ЭЭ $C_э$, находим стоимость этих потерь» [11]:

$$I_{\Delta W_{nc}} = \Delta W_{nc} \cdot C_э, \quad (57)$$

$$I_{\Delta W_{nc}} = (135160 + 180833) \cdot 3.097 = 979 \text{ тыс. руб.}$$

Итоговые данные по потерям электрической энергии в СТ ГПП для каждой из ступеней годового графика нагрузки заносим в таблицу 2.

Таблица 2 - Результаты расчетов потерь электроэнергии в трансформаторах ГПП

<i>i</i> ступен ь	S_{Bi} , МВА	T_i , ч	$K_{зBi}$	$\Delta W_{кBi}$, кВт·ч	ΔW_{xi} , кВт·ч
1	7.327	1000	1.163	47696	20643
2	5.903	1000	0.937	30960	20643
3	3.612	2500	0.573	28984	51608
4	2.996	2500	0.475	19932	51608
5	2.203	1760	0.350	7587	36332
		$\Sigma \Delta W_{кBi} = 135160$		$\Sigma \Delta W_{xi} = 180833$	

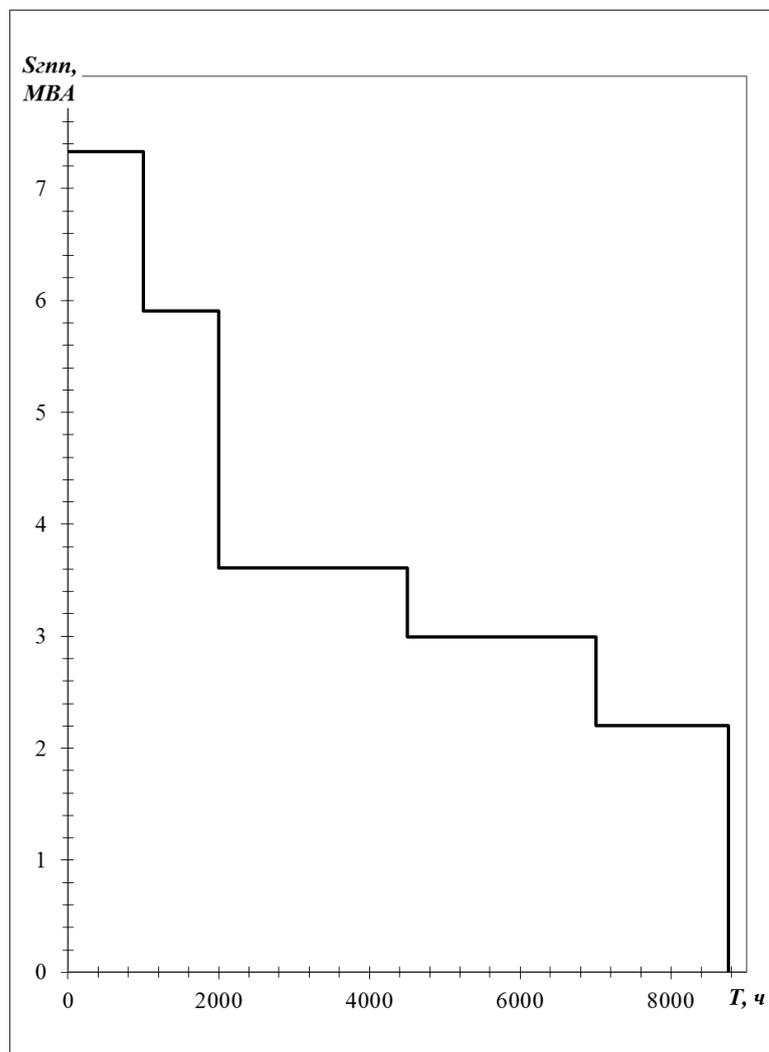


Рисунок 1 – Упорядоченный годовой график нагрузки трансформаторов ГПП

«Суммарные приведенные затраты на ГПП находим по выражению»
[11]:

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

$$Z_{прив} = 0,25 \cdot 22097,47 + 2077 + 979 = 8580 \text{ тыс.руб.}$$

где $K = 2 \cdot 11048,73 = 22097,47 \text{ тыс.руб.}$ – стоимость 2х трансформаторов типа ТМН-6300/35 по данным сайта завода производителя;

E_n - нормативный коэффициент окупаемости вложений;

$I_э = P_{сум} \cdot K = 0,094 \cdot 22097,47 = 2077 \text{ тыс.руб.}$ – отчисления за год.

4.2 Вариант использования на подстанции предприятия 2 двухобмоточных трансформаторов типа ТДН -10000/35/10

По каталогу из которого была найдена номинальная мощность трансформатора для него же определяем технические характеристики, которые включают потери в различных режимах работы, а также стоимость определяем по данным коммерческого предложения производителя трансформаторов: $\Delta P_{XX} = 12.5 \text{ кВт}$, $\Delta P_{K3} = 60.4 \text{ кВт}$, $i_{XX} = 0.76 \%$, $u_{K3} = 8 \%$, $K_T = 22410 \text{ тыс. руб.}$

«Определим значение приведенных потерь активной мощности в силовом трансформаторе в режиме XX по выражению» [11]:

$$\Delta P_x' = \Delta P_x + K_{un} \cdot \Delta Q_x, \quad (59)$$
$$\Delta P_x' = 12.5 + 0.05 \cdot 76 = 16.3 \text{ кВт},$$

где

$$\Delta Q_x = I_{xx\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (60)$$
$$\Delta Q_x = 0.76 \cdot 10000 / 100 = 76 \text{ квар},$$
$$K_{un} = 0,05 \text{ кВт} / \text{квар}.$$

«Приведенные потери активной мощности в силовом трансформаторе в режиме КЗ найдем по выражению» [11]:

$$\Delta Q_k = u_{k\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (61)$$
$$\Delta Q_k = 8 \cdot 10000 / 100 = 800 \text{ квар},$$
$$\Delta P_k' = \Delta P_k + K_{un} \cdot \Delta Q_k, \quad (62)$$
$$\Delta P_k' = 60.4 + 0.05 \cdot 800 = 100.4 \text{ кВт}.$$

«Коэффициент загрузки силового трансформатора в послеаварийном режиме при отключении второго СТ на подстанции определим по выражению» [11]:

$$K_3 = \frac{S_{нагр}}{S_{ном,Т}}, \quad (63)$$

$$K_3 = \frac{7327}{10000} = 0.733 .$$

«Значение приведенных потерь активной мощности в силовом трансформаторе определим по выражению» [11]:

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

$$P_m^{\dot{}} = 16.3 + 0.733^2 \cdot 100.4 = 70.2 \text{ кВт}.$$

Используя упорядоченный годовой график нагрузки трансформаторов ГПП, определим величины годовых потерь электрической энергии в СТ на каждой из ступеней графика:

$$\Delta W = \sum n_i \cdot \Delta P_x' \cdot T_i + \sum \frac{1}{n_i} \cdot K_{3г}^2 \cdot \Delta P_k' \cdot T_i = \Delta W_x + \Delta W_k \quad (65)$$

Итоговые данные по потерям электрической энергии в СТ ГПП для каждой из ступеней годового графика нагрузки заносим в таблицу 3.

По итоговым значениям потерь в режиме холостого хода, то есть всегда, когда трансформатор подключён к сети и потерь в режиме короткого замыкания, то есть под нагрузкой определяет стоимость потерь в рублях:

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

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = (76369 + 285576) \cdot 3.097 = 1121 \text{ тыс. руб.}$$

Таблица 3 – Результаты расчетов потерь в трансформаторах ГПП

<i>i</i> ступен ь	S_{Bi} , MBA	T_i , ч	$K_{зBi}$	$\Delta W_{кBi}$, кВт·ч	ΔW_{xi} , кВт·ч
1	7.327	1000	0.733	26950	32600
2	5.903	1000	0.590	17494	32600
3	3.612	2500	0.361	16377	81500
4	2.996	2500	0.300	11262	81500
5	2.203	1760	0.220	4287	57376
		$\Sigma \Delta W_{кBi} = 76369$		$\Sigma \Delta W_{xi} = 285576$	

«Суммарные приведенные затраты на ГПП находим по выражению» [11]:

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

$$Z_{прив} = 0.25 \cdot 44820.33 + 4213 + 1121 = 16539 \text{ тыс.руб.}$$

где $K = 2 \cdot 22410.17 = 44820.33 \text{ тыс.руб.}$ – «стоимость 2х трансформаторов типа ТДН-10000/35 по данным сайта завода производителя» [11];

$$I_{\text{с}} = P_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 44820.33 = 4213 \text{ тыс.руб.} \text{ – отчисления за год.}$$

Приведенные затраты в варианте с установкой на ГПП 2х трансформаторов типа ТМН-6300/35 равны 8,58 млн. руб. и значительно меньше чем в варианте с установкой 2х трансформаторов типа ТДН-10000/35, которые составляют 16,539 млн. руб., поэтому выбираем для размещения на ГПП вариант с меньшими приведенными затратами – 2хТМН-6300/35.

5 Выбор основных решений по электрической схеме ГПП завода

Схема, в которой на стороне ВН подстанции устанавливаются короткозамыкатели, и неавтоматическая перемычка позволяет переключать питание трансформаторов подстанции на любую из питающих линий.

В перемычке устанавливается два разъединителя, что позволяет осуществлять их поочередный ремонт без полного выключения главной понизительной подстанции.

Схема подстанции предприятия, присоединяемая с помощью ответвления от проходящих высоковольтных линий, является более сложной и в ней помимо установки короткозамыкателей необходима установка отделителей, а на головном выключателе должно устанавливаться АПВ. «К питающим линиям может быть подключено несколько ответвительных подстанций. Количество ответвительных подстанций зависит в основном от номинальной мощности трансформаторов, установленных на подключаемых подстанциях» [12].

В настоящее время реализуется программа замены масляных выключателей, отделителей и короткозамыкателей напряжением 110-220 кВ на современные элегазовые выключатели на объектах ОАО «ФСК ЕЭС».

Таким образом, на главной понизительной подстанции предприятия предусматриваем замену отделителей и короткозамыкателей на высоковольтные выключатели. Для сохранения питания по двум линиям электропередачи при выводе одного из силовых трансформаторов в ремонт в ОРУ 35 кВ предусмотрена ремонтная перемычка. В РУ 10 кВ устанавливается одна секционированная система шин. Оборудование размещается в ячейках КРУ.

6 Расчет токов короткого замыкания

Значения токов КЗ в системе электроснабжения предприятия определяются с учетом следующих особенностей:

- 3х фазная система в расчетах считается симметричной;
- процессы насыщения магнитных систем различных элементов не учитываются и сопротивления всех элементов принимаются линейными;
- ток намагничивания силовых трансформаторов не учитывается;
- емкостные проводимости элементов, входящих в схему замещения, не учитываются;
- ЭДС генераторов, размещенных вдали от точки КЗ принимаются неизменными во времени.

«Согласно ПУЭ силы токов КЗ. рассчитываются в тех точках сети, при коротком замыкании в которых аппараты и токоведущие части будут находиться в наиболее тяжелых условиях. Для вычисления силы токов короткого замыкания составляется расчетная схема, на которую наносятся все данные, необходимые для расчета, и точки, где следует определить токи короткого замыкания.

По расчетной схеме составляется схема замещения, в которой все элементы выражены в виде индуктивных и активных сопротивлений в относительных единицах или омах. При расчете силы токов короткого замыкания в установках напряжением выше 1000 В обычно пользуются системой относительных единиц, а в установках напряжением до 1000 В сопротивления выражаются в омах» [4, 13, 14].

Составляются две схемы для определения значений токов КЗ – расчетная и схема замещения (рисунок 2).

Исходные данные для расчетов токов коротких замыканий:

Внешняя электроэнергосистема: среднее номинальное напряжение - $U_{cp} = 35$ кВ; базисная мощность - $S_6 = 1000$ МВА; мощность КЗ - $S_k = 1550$ МВА.

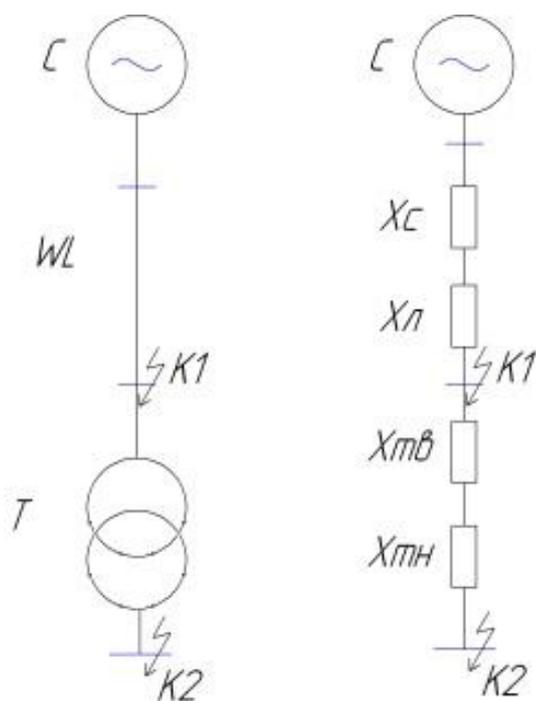


Рисунок 2 - Схемы для определения значений токов КЗ – расчетная и схема замещения

Двухцепная воздушная линия электропередачи от ПС электроэнергосистемы до ГПП предприятия: погонное сопротивление - $x_{y0} = 0,4$ Ом/км; длина - $L = 11$ км.

Силовой трансформатор ГПП предприятия: номинальная мощность - $S_n = 6.3$ МВА; напряжение КЗ - $U_k = 7.5$ %.

«Сопротивление системы находим по выражению» [14]:

$$x_{c.б} = \frac{S_{б}}{S_k}; \quad (68)$$

$$x_{c.б} = \frac{1000}{1550} = 0.645.$$

«Сопротивление ВЛЭП находим по выражению» [14]:

$$x_{ВЛ.б} = \frac{x_{y0}}{2} \cdot L \cdot \frac{S_{б}}{U_{сн}^2}; \quad (69)$$

$$x_{BЛ.б} = \frac{0.4}{2} \cdot 11 \cdot \frac{1000}{35^2} = 1.796$$

«Сопротивление силового трансформатора ГПП находим по выражению» [14]:

$$x_{T.б} = \frac{U_{\kappa}, \%}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{н}}; \quad (70)$$

$$x_{T.б} = \frac{7.5}{100} \cdot \frac{1000}{6.3} = 11.905.$$

6.1 Определение токов КЗ в точке К1

«Суммарное сопротивление цепи находим по выражению» [14]:

$$x_{рез1} = x_{с.б} + x_{BЛ.б}; \quad (71)$$

$$x_{рез1} = 0.645 + 1.796 = 2.441.$$

«Значение базисного тока определим по формуле» [11]:

$$I_{б.к1} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}; \quad (72)$$

$$I_{б.к1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 16.496 \text{ кА};$$

«Начальное действующее значение трехфазного тока КЗ находим по выражению» [14]:

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

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{1}{2.441} \cdot 16.496 = 6.758 \text{ кА};$$

«Значение ударного тока КЗ находим по выражению» [14]:

$$i_{\text{уд.к1}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н.о}}^{(3)} \cdot \kappa_{\text{уд}}; \quad (74)$$

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

$$i_{\text{уд.к1}} = \sqrt{2} \cdot 6.758 \cdot 1.81 = 17.297 \text{ кА.}$$

6.2 Определение токов КЗ в точке К2

«Суммарное сопротивление цепи находим по выражению» [14]:

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

$$x_{\text{рез2}} = 2.441 + 11.905 = 14.346.$$

«Значение базисного тока определим по формуле» [11]:

$$I_{\text{б.к2}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{сн}}}; \quad (76)$$

$$I_{\text{б.к2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 52.486 \text{ кА;}$$

«Начальное действующее значение трехфазного тока КЗ находим по выражению» [14]:

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

$$I_{\text{к2}}^{(3)} = \frac{1}{14.346} \cdot 52.486 = 3.659 \text{ кА;}$$

«Значение ударного тока КЗ находим по выражению» [14]:

$$i_{y\delta.k2} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^{(3)} \cdot K_{y\delta}; \quad (78)$$

$$i_{y\delta.k2} = \sqrt{2} \cdot 3.659 \cdot 1.86 = 9.624 \text{ кА.}$$

Полученные значения токов КЗ в точках К1 и К2 сводим в таблицу 4.

Таблица 4 – Итоговые данные по токам КЗ в расчетных точках

№ точки КЗ	$U_{сн}$, кВ	$K_{y\delta}$	$I_{к}^{(3)}$, кА	$i_{y\delta}$, кА
1	35	1,81	6,8	17,3
2	11	1,86	3,7	9,6

В разделе определены значения токов КЗ для двух характерных точек, полученные результаты будут использованы для проверки оборудования ГПП на устойчивость.

7 Выбор электрических аппаратов для установки на главной понизительной подстанции

7.1 Выбор основных электрических аппаратов на стороне ВН ГПП

7.1.1 Выбор высоковольтного выключателя 35 кВ

«Выключатели выбирают по номинальному току и напряжению, конструктивному исполнению, роду установки и проверяются по термической и динамической устойчивости и отключающей способности в режиме короткого замыкания» [4].

На стороне ВН ГПП предварительно принимаем установке высоковольтный выключатель ВГБ-35-25/1000 УХЛ1.

Условия выбора и проверки высоковольтных выключателей [15, 16]:

- «соответствие номинального напряжения U_n месту установки $U_{сети}$ »

[15]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (79)$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ};$$

- «соответствие номинального тока выключателя протекающему в цепи»

[15]:

$$I_{max} < I_n, \quad (80)$$

$$139 \text{ А} < 1000 \text{ А},$$

где значение максимального тока:

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (81)$$

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 36.7} = 139 \text{ А};$$

- возможность отключения максимального тока короткого замыкания:

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

$$6.8 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА},$$

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.н.}, \quad (83)$$

$$3.8 \text{ кА} \leq 14.8 \text{ кА},$$

где « $i_{a,\tau}$ – номинальное допустимое значение аperiodической 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;
 β_n – нормированное значение содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, %, которое определяется по кривой из справочников, либо устанавливается заводом-изготовителем» [15];

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

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 6.8 \cdot e^{\frac{-0.06}{0.065}} = 3.8 \text{ кА},$$

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

$$i_{a.н.} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{42}{100} \right) \cdot 25 = 14.8 \text{ кА},$$

- способность противостоять электродинамическим воздействиям:

$$I_{к1}^{(3)} \leq I_{нр.с}, \quad (86)$$

$$6.8 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА};$$

$$i_{y\delta} \leq i_{нр.с}, \quad (87)$$

$$17.3 \text{ кА} \leq 65 \text{ кА};$$

где « $I_{\text{пр.с}}$ – действующее значение предельного сквозного тока к. з. (по справочнику),

$i_{\text{пр.с}}$ – амплитудное значение предельного сквозного тока к. з. (по справочнику)» [15];

- способность противостоять термическим воздействиям:

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

$$8.1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 112.6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

где $I_{\text{терм}}$ – предельный ток термической устойчивости по справочнику;

$t_{\text{откл}}$ - длительность протекания тока термической устойчивости по справочнику.

Выбранный высоковольтный выключатель удовлетворяет условиям проверки и может быть установлен на ГПП.

7.1.2 Выбор разъединителя 35 кВ

«Разъединители выбираются и проверяются так, как и выключатели, за исключением проверки по отключающей способности» [15].

На стороне ВН ГПП предварительно принимаем установке разъединитель РНДЗ-35.

«Условия выбора и проверки разъединителя» [15]:

- «соответствие номинального напряжения месту установки» [15]:

$$U_{\text{сети}} \leq U_n, \quad (89)$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ};$$

- «соответствие номинального тока разъединителя протекающему в цепи» [15]:

$$I_{max} < I_n, \quad (90)$$
$$139 \text{ A} < 630 \text{ A},$$

- способность противостоять электродинамическим воздействиям:

$$i_{y\delta} \leq i_{np.c}, \quad (91)$$
$$17.3 \text{ кА} \leq 60 \text{ кА};$$

- способность противостоять термическим воздействиям:

$$B_k \leq I_{np.c}^2 \cdot t_{np.c}, \quad (92)$$
$$8.1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 68.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбранный разъединитель удовлетворяет условиям проверки и может быть установлен на ГПП.

7.1.3 Выбор трансформаторов тока 35 кВ

На стороне ВН ГПП предварительно принимаем установке трансформатор тока ТВТ-35.

Условия выбора и проверки трансформатора тока:

- «соответствие номинального напряжения месту установки» [15]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (93)$$
$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ};$$

- «соответствие номинального тока трансформатора тока протекающему в цепи» [15]:

$$I_{\max} \leq I_{H.TT}, \quad (94)$$

$$139 \text{ A} \leq 200 \text{ A};$$

- способность противостоять электродинамическим воздействиям:

$$i_{y0} \leq i_{\text{эдин.ст}}, \quad (95)$$

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

- способность противостоять термическим воздействиям:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{\text{ном.}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = I_T^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (96)$$

где « K_T – кратность термической стойкости трансформатора тока (по каталогу)» [15],

$$8.1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 99 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- «не превышение величины вторичной нагрузки максимально допустимой для выбранного класса точности» [11]:

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

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» [15].

в расчетах можно принять $Z_2 \approx R_2$

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

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

«Вторичной нагрузкой трансформатора тока на стороне ВН СТ является амперметр с номинальной мощностью 3 ВА. Найдем значение сопротивления приборов в цепи» [15]:

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

$$R_{\text{приб}} = \frac{3}{5^2} = 0.12 \text{ Ом}.$$

«Максимально допустимое сопротивление проводов находим по выражению» [15]:

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

$$R_{\text{пр}} = 1.2 - 0.12 - 0.1 = 0.98 \text{ Ом}.$$

«Из найденного значения сопротивления найдем минимально допустимое сечение медного проводника» 15:

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

где « ρ – удельное сопротивление материала провода;

l_p – расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока» [15];

$$s = \frac{0.0175 \cdot 60}{0.98} = 1.071 \text{ мм}^2.$$

Поскольку сечение проводника не может быть меньше минимально допустимого по механической прочности, то принимаем сечение равным 2.5 мм².

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет условиям проверки и может быть установлен на ГПП.

7.1.4 Выбор гибких шин

«Сечение проводов линий электропередачи выбирают по техническим и экономическим условиям. К техническим условиям относится выбор сечений по нагреву расчетным током, условиям коронирования, механической прочности, нагреву от кратковременного выделения тепла током КЗ, потерям напряжения в нормальном и послеаварийном режимах» [4, 17].

Для гибких шин выбираем алюминиевые провода типа АС со стальным сердечником.

«Сечение провода по экономической плотности тока находим по выражению» [18]:

$$s = \frac{I_{\max}}{j_s}; \quad (101)$$

$$s = \frac{99}{1.1} = 90 \text{ мм}^2.$$

По справочным данным выбираем провод АС-95/16 мм² с $I_{\text{доп}} = 330 \text{ А}$.

«Наибольшую критическую напряженность электрического поля находим по выражению» [18]:

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

где « r_0 – радиус провода, см;

m –коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода» [15];

$$E_0 = 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{0.678}} \right) = 33.9 \text{ кВ/м.}$$

«Напряженность вблизи проводника находим по выражению» [18]:

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

где « U – линейное напряжение, кВ;

$D_{ср.г}$ – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз» [15];

$$E = \frac{0.354 \cdot 36.75}{0.678 \cdot \lg \frac{1.26 \cdot 150}{0.678}} = 7.8 \text{ кВ/м.}$$

Выполним проверку на отсутствие короны:

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

$$8.4 \text{ кВ/м} < 30.5 \text{ кВ/м.}$$

Выбранный провод типа АС-95/16 удовлетворяет условиям проверки и может быть установлен на ГПП.

7.2 Выбор основных электрических аппаратов на стороне НН ГПП

7.2.1 Выбор высоковольтного выключателя 10 кВ

На стороне НН ГПП предварительно принимаем установке высоковольтный выключатель ВВУ-СЭЩ-10-20/630.

Условия выбора и проверки высоковольтных выключателей [15]:

- «соответствие номинального напряжения месту установки» [15]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (105)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- «СООТВЕТСТВИЕ НОМИНАЛЬНОГО ТОКА ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ ПРОТЕКАЮЩЕМУ В ЦЕПИ»

[15]:

$$I_{max} < I_n, \quad (106)$$

$$485 \text{ А} < 630 \text{ А},$$

где значение максимального тока:

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (107)$$

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 485 \text{ А};$$

- ВОЗМОЖНОСТЬ ОТКЛЮЧЕНИЯ МАКСИМАЛЬНОГО ТОКА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ:

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

$$3.7 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА},$$

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

$$2.4 \text{ кА} \leq 10.5 \text{ кА},$$

где

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{к1}^{(3)} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (110)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 3.7 \cdot e^{\frac{-0.06}{0.075}} = 2.4 \text{ кА},$$

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

$$i_{a.n.} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{37}{100} \right) \cdot 20 = 10.5 \text{ кА},$$

- способность противостоять электродинамическим воздействиям:

$$I_{к1}^{(3)} \leq I_{np.c}, \quad (112)$$

$$3.7 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА};$$

$$i_{y\delta} \leq i_{np.c}, \quad (113)$$

$$9.6 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА};$$

- способность противостоять термическим воздействиям:

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

$$2.5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 44 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбранный высоковольтный выключатель удовлетворяет условиям проверки и может быть установлен на ГПП.

7.2.2 Выбор трансформатора тока 10 кВ

На стороне НН ГПП предварительно принимаем установке трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10.

Условия выбора и проверки трансформатора тока:

- «соответствие номинального напряжения месту установки» [15]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (115)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- «соответствие номинального тока трансформатора тока протекающему в цепи» [15]:

$$I_{\max} \leq I_{H.TT}, \quad (116)$$

$$485 \text{ A} \leq 600 \text{ A};$$

- способность противостоять электродинамическим воздействиям:

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

$$9.6 \text{ кА} \leq 90 \text{ кА};$$

- способность противостоять термическим воздействиям:

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

$$2.5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 222.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- не превышение величины вторичной нагрузки максимально допустимой для выбранного класса точности:

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

в расчетах можно принять $Z_2 \approx R_2$

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

Вторичной нагрузкой трансформатора тока на стороне НН СТ являются: счетчик активной и реактивной электрической энергии, амперметр с общей номинальной мощностью нагрузки 6,8 ВА. Найдем значение сопротивления приборов в цепи:

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

$$R_{\text{приб}} = \frac{6.8}{5^2} = 0.272 \text{ Ом}.$$

«Максимально допустимое сопротивление проводов находим по выражению» [15]:

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

$$R_{\text{пр}} = 1.2 - 0.272 - 0.1 = 0.828 \text{ Ом}.$$

«Из найденного значения сопротивления найдем минимально допустимое сечение медного проводника» [11]:

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

$$s = \frac{0.0175 \cdot 45}{0.828} = 0.951 \text{ мм}^2.$$

Поскольку сечение проводника не может быть меньше минимально допустимого по механической прочности, то принимаем сечение равным 2.5 мм².

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет условиям проверки и может быть установлен на ГПП.

Аналогичным образом выбираем и проверяем трансформаторы тока, устанавливаемые на отходящие линии.

7.2.3 Выбор трансформатора напряжения 10 кВ

На стороне НН ГПП предварительно принимаем установке трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЦ-10.

Условия выбора и проверки трансформатора напряжения:

- «соответствие номинального напряжения месту установки» [15]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (123)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- «класс точности» [11];

- «не превышение величины вторичной нагрузки максимально допустимой для выбранного класса точности» [11]:

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

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

Вторичной нагрузкой трансформатора напряжения на стороне НН СТ являются: счетчики активной и реактивной электроэнергии с общей номинальной мощностью нагрузки 193 ВА.

$$193 \text{ ВА} \leq 225 \text{ ВА}.$$

Выбранный трансформатор напряжения удовлетворяет условиям проверки и может быть установлен на ГПП.

7.2.4 Выбор жестких шин

Жесткие шины при напряжении сети выше 1 кВ выбираем по экономической плотности тока по формуле:

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

$$s = \frac{346}{1.1} = 315 \text{ мм}^2.$$

По найденному сечению выбираем шины из алюминиевого сплава прямоугольной формы с размерами 50 мм на 6 мм с $I_{доп}=740$ А.

«Минимально допустимое сечение шины по условию термической стойкости находим по выражению» [18]:

$$s_{min} = \frac{\sqrt{B_K} \cdot 10^3}{C_T}, \quad (127)$$
$$s_{min} = \frac{\sqrt{2.5} \cdot 10^3}{66} = 24 \text{ мм}^2.$$

«Сила, воздействующая на шины во время трехфазного КЗ может быть определена по выражению» [18]:

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

где « a – расстояние между фазами, м;

l – длина пролета, м;

K_ϕ – коэффициент формы;

K_p – коэффициент, зависящий от взаимного расположения проводников» [15].

$$F_{max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{1} \cdot 2.5 \cdot 9600^2 \cdot 1 \cdot 1 = 39.9 \text{ Н.}$$

«Момент сопротивления поперечного сечения шины находим по выражению» [18]:

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

$$W = \frac{0.006 \cdot 0.05^2}{6} = 2.5 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

«Максимальное напряжение в материале проводника находим по выражению» [18]:

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

где « λ – коэффициент, зависящий от условия закрепления шины» [15];

$$\sigma_{\max} = \frac{39.9 \cdot 2.5}{8 \cdot 2.5 \cdot 10^{-6}} \cdot 10^{-6} = 5 \text{ МПа}.$$

«Проверяем на электродинамическую устойчивость» [11]:

$$\begin{aligned} \sigma_{\max} &\leq \sigma_{\text{доп}}, \\ 5 \text{ МПа} &\leq 247.1 \text{ МПа}, \end{aligned} \quad (131)$$

где $\sigma_{\text{доп}}$ – «допустимое напряжение в материале шин» [18]:

$$\begin{aligned} \sigma_{\text{доп}} &= 0.7 \cdot \sigma_p, \\ \sigma_{\text{доп}} &= 0.7 \cdot 353 = 247.1 \text{ МПа}. \end{aligned} \quad (132)$$

«Момент инерции поперечного сечения проводника находим по выражению» [18]:

$$\begin{aligned} J &= \frac{b \cdot h^3}{12}, \\ J &= \frac{0.006 \cdot 0.05^3}{12} = 6.3 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4. \end{aligned} \quad (133)$$

«Частоту собственных колебаний находим по выражению» [18]:

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

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» [18];

$$f_0 = \frac{3.14^2}{2 \cdot \pi \cdot 2.5^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 6.3 \cdot 10^{-8}}{2.5}} = 10.5 \text{ Гц}.$$

Т.к. частота собственных колебаний не превышает значения 30 Гц, то отсутствуют условия для возникновения механического резонанса.

7.2.5 Выбор опорных изоляторов

На стороне НН ГПП предварительно принимаем к установке опорные изоляторы ИОР-10-3,75 II УХЛ.

Условия выбора и проверки опорных изоляторов:

- «соответствие номинального напряжения месту установки» [15]:

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

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- не превышение величины максимальной нагрузки на головку опорного изолятора:

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

$$39.9 \text{ Н} < 1788 \text{ Н},$$

где

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

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

H_u – высота изолятора» [15];

$$F_{дон} = 0.6 \cdot 3750 \cdot \frac{0.12}{0.151} = 1788 \text{ Н.}$$

где

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

где b и h – геометрические размеры изолятора;

$$H = 0.12 + 0.006 + \frac{0.05}{2} = 0.151 \text{ м.}$$

Выбранные опорные изоляторы удовлетворяют условиям проверки и могут быть установлены на ГПП.

7.2.6 Выбор проходных изоляторов

На стороне НН ГПП предварительно принимаем к установке проходные изоляторы ИП-10/630-7,5 УХЛ2.

Условия выбора и проверки проходных изоляторов:

- «соответствие номинального напряжения месту установки» [15]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (139)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- «соответствие номинального тока изолятора протекающему в цепи»

[15]:

$$I_{max} < I_n, \quad (140)$$
$$485 \text{ A} < 630 \text{ A};$$

- не превышение величины максимальной нагрузки на головку проходного изолятора:

$$F_{расч} \leq 0.6 \cdot F_{разр}, \quad (141)$$
$$11.5 \text{ Н} < 4500 \text{ Н},$$

где

$$F_{расч} = 0.5 \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l_{из} \cdot 10^{-7}, \quad (142)$$
$$F_{расч} = 0.5 \cdot \frac{9600^2}{1} \cdot 2.5 \cdot 10^{-7} = 11.5 \text{ Н}.$$

Выбранные проходные изоляторы удовлетворяют условиям проверки и могут быть установлены на ГПП.

Выбрано основное электрооборудование главной понизительной подстанции: высоковольтные выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, ошиновка и изоляторы. Все выбранное оборудование было проверено на стойкость к токам короткого замыкания.

8 Определение параметров системы заземления ГПП предприятия

Систему заземления выполняем вертикальными заземлителями, представляющими из себя стальные уголки с размерами 6х6 см и толщиной 5 мм.

Длина вертикального заземлителя принимается равной 5 м, а расстояние от одного до другого заземлителя равным 10 м.

Каждый из заземлителей заглубляется в грунт таким образом, чтобы расстояние от поверхности земли до вершины заземлителя было равно 0.5 м. Каждый из вертикальных заземлителей соединяется друг с другом при помощи металлической полосы.

«Допустимое сопротивление для заземляющего устройства в целом находим по выражению» [19, 20]:

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

где $R_з$ - допустимое сопротивление заземления,

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

$$R_{доп} = \frac{50}{100} \cdot 4 = 2 \text{ Ом.}$$

«Сопротивление растекания для одиночного вертикального заземлителя находим по выражению» [19]:

$$R_г = 0.298 \cdot \rho_{р.в.} \cdot \kappa_c, \quad (144)$$

$$R_г = 0.298 \cdot 75 \cdot 1.5 = 33.5 \text{ Ом,}$$

где $\rho_{р.в.}$ - удельное сопротивление верхнего слоя земли,

κ_c - коэффициент сезонности;

где

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

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

$$\rho_{p.в.} = 1.5 \cdot 50 = 75 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

«Суммарное число вертикальных заземлителей находим по выражению» [19]:

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

где « η_g – коэффициент использования вертикальных заземлителей» [19];

$$n_g = \frac{33.5}{0.65 \cdot 2} = 26 \text{ шт.}$$

«Протяженность горизонтального заземлителя находим по выражению» [19]:

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

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

$$l_z = 10 \cdot 26 = 260 \text{ м}.$$

«Сопротивление растекания для горизонтального заземлителя находим по выражению» [19]:

$$R_z = \frac{0.366 \cdot \rho_{p.з.}}{l_z} \cdot \lg \frac{2l_z^2}{b \cdot t_o}, \quad (148)$$

где « l_2 – длина горизонтального заземлителя,
 b – ширина полосы горизонтального заземлителя,
 t_0 – глубина заложения горизонтального заземлителя» [19];

$$R_2 = \frac{0.366 \cdot 200}{260} \cdot \lg \frac{2 \cdot 260^2}{0.04 \cdot 0.5} = 1.9 \text{ Ом},$$

где

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

$$\rho_{p.z.} = 4 \cdot 50 = 200 \text{ Ом}.$$

«Уточненное сопротивление растекания для горизонтального заземлителя находим по выражению» [19]:

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

где « η_2 – коэффициент использования горизонтального заземлителя» [19];

$$R_2^{\cdot} = \frac{1.9}{0.31} = 6.2 \text{ Ом}.$$

«Уточненное сопротивление растекания для вертикальных заземлителей находим по выражению» [19]:

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

$$R_{\epsilon}^{\cdot} = \frac{6.2 \cdot 2}{6.2 - 2} = 3 \text{ Ом}.$$

«Уточненное число вертикальных заземлителей находим по выражению» [19]:

$$n_{\epsilon}^{\cdot} = \frac{R_{\epsilon}}{\eta_{\epsilon} \cdot R_{\epsilon}^{\cdot}}, \quad (152)$$

$$n_{\epsilon} = \frac{35.5}{0.6 \cdot 3} \approx 19 \text{ шт.}$$

В результате проведенных в данном разделе расчетов окончательно принимаем к установке в системе заземления на главной понизительной подстанции предприятия 19 вертикальных заземлителей.

В разделе определены параметры системы заземления подстанции, количество вертикальных заземлителей и протяженность соединяющей их соединительной полосы, которые позволяют обеспечить нормируемое значение всего контура заземления и обеспечить как защиту персонала, так и нормальное функционирование устройств на подстанции.

Заключение

В работе был выполнен расчет ожидаемых электрических нагрузок по каждому из производственных цехов и вспомогательных корпусов предприятия, а также определены суммарные значения активной и реактивной мощности по предприятию, которые без учета устройств компенсации реактивной мощности оставили 7,1 МВт 6,2 Мвар.

На основе сравнения двух вариантов выполнен обоснованный выбор типа, количества и номинальной мощности цеховых трансформаторных подстанций. Для группы цехов 12, 15-16, 8 выбраны два энергосберегающих трансформатора типа ТМГ12-400 и две КУ АУКРМ с номинальной реактивной мощностью по 65 квар каждая.

Выбрано рациональное напряжение для системы внешнего электроснабжения предприятия, которое составило 35 кВ.

На основе технико-экономического сравнения выбран наиболее экономичный вариант установки силовых трансформаторов на главной понизительной подстанции предприятия, был выбран для размещения на ГПП вариант с меньшими приведенными затратами – 2хТМН-6300/35.

Определены расчетные значения токов короткого замыкания.

Выбрано основное электрооборудование главной понизительной подстанции: высоковольтные выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, ошиновка и изоляторы. Все выбранное оборудование было проверено на стойкость к токам короткого замыкания.

Выполнен расчет системы заземления на главной понизительной подстанции, уточненное количество вертикальных заземлителей составило 19 шт.

Список используемых источников

1. 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 16.01.2021).
2. Гальперин М.В. Электротехника и электроника : учебник, 2-е изд. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2017. 480 с.
3. Дьяков А.Ф. Электромагнитная совместимость и молниезащита в электроэнергетике: учебник для вузов. Москва : Издательский дом МЭИ, 2016. 543 с.
4. 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.
5. Кудрин Б.И. Электроснабжение: учебник. М.: Феникс, 2018. 382 с.
6. Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции : учебное пособие. Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2016. 111 с.
7. Матаев У.М. Практикум по электроэнергетике (в примерах с решениями) : учебное пособие. Алматы: Нур-Принт, Казахский национальный аграрный университет, 2014. 195 с.
8. Мельников М.А. Внутривзаводское электроснабжение: учеб. пособие. Томск: Изд-во ТПУ, 2014. 180 с.
9. Михайлов В.Е. Современная электросеть. СПб. : Наука и Техника, 2013. 256 с.
10. Сазонова Т.В., Шлейников В.Б. Электроснабжение силовых электроприемников цеха промышленного предприятия: учебное пособие. М.: Бибком, 2016. 110 с.

11. Сибикин Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов: учебное пособие. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2015. 384 с.
12. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю., Яшков В.А. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: учебное пособие. М.: Форум, 2015. 368 с.
13. Сивков А.А., Герасимов Д.Ю., Сайгаш А.С. Основы электроснабжения. Учебное пособие. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. 173 с.
14. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. Стандарт организации. Дата введения: 13.09.2011. ОАО «ФСК ЕЭС». 2011.
15. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению [Электронный ресурс]: учеб. пособие. 3-е изд. М. : ИНФРА-М, 2019. 136 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product/1000152> (дата обращения: 06.12.2020).
16. Algarin J.M., Ramaswamy B., Weinberg I.N., Chen Y.J., Krivorotov I.N., Katine J.A., Shapiro B., Waks E. Frequency conversion of microwave signal without direct bias current using nanoscale magnetic tunnel junctions // Scientific Reports. 2019. №9 (1), 828-830.
17. Beaty H.W. Handbook of electric power calculations. USA: McGraw-Hill Companies, 2011. 608 p.
18. Czapp S., Borowski K. Verification of safety in low-voltage power systems without nuisance tripping of residual current devices // Electric Power Systems Research. 2019. № 172, pp. 260-268.
19. Kuffel E., Zaengl W.S., Kuffel J. High Voltage Engineering. Fundamentals. Oxford: Newnes, 2014. 539 p.
20. Sahdev S.K. Basic Electrical Engineering. Pearson India, 2015. 768 p.