

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)

Электроснабжение

(направленность (профиль))

## ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция системы электроснабжения производства топливных насосов

Обучающийся

М.А. Силавский

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., А.Г.Сорокин

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2024

## Аннотация

Актуальность темы данной работы обуславливается тем, что из-за возрастающих требований к мощности и качеству электроснабжения, а также устареванию существующих систем электроснабжения возникает необходимость в модернизации этих систем.

В дипломной работе разрабатывается проект реконструкции старой системы электроснабжения с целью приведения её в соответствие новым мощностным требованиям производства.

В работе проводятся необходимые расчёты для подбора подходящего электрооборудования. Также приведены чертежи для наглядного отображения основных элементов системы электроснабжения.

Работа содержит введение, пять основных разделов, заключение и список используемой литературы. Результаты вычислений оформлены в виде таблиц. К работе прикреплены чертежи формата А1.

## Содержание

Введение.....	4
1 Обоснование актуальности темы. Характеристика производства топливных насосов.....	6
1.1 Причины необходимости реконструкции системы электроснабжения	6
1.2 Общий вид производства топливных насосов .....	7
1.3 Количество и характеристики используемого оборудования .....	10
2 Расчет ожидаемых электрических нагрузок, определение центров .....	12
нагрузок.....	12
2.1 Расчет ожидаемых электрических нагрузок .....	12
2.2 Определение центра электрических нагрузок .....	19
3 Выбор трансформаторной подстанций и расчет токов короткого.....	24
замыкания.....	24
3.1 Выбор количества и мощности трансформаторов .....	24
трансформаторной подстанции .....	24
3.2 Выбор и обоснование схемы электроснабжения.....	27
3.3 Расчет токов короткого замыкания .....	29
4 Расчет и выбор электрооборудования и проводников .....	36
5 Расчет заземления .....	42
5.1 Расчет заземления зданий и сооружений объекта .....	42
Заключение .....	47
Список используемых источников.....	48

## Введение

Системой электроснабжения называется совокупность источников электрической энергии, систем её преобразования, а также передачи и распределения электрической энергии.

«Рационально спроектированная система электроснабжения промышленного предприятия должна удовлетворять ряду требований: высокой надежности и экономичности, безопасности и удобству эксплуатации, обеспечивать требуемое качество электроэнергии, соответствующие уровни напряжения и т.д.» [1] Со временем уже существующая система электроснабжения перестаёт соответствовать предъявляемым требованиям. Это происходит в основном из-за постоянного повышения энергопотребления в следствии приобретения нового более мощного и производительного оборудования. Возникает необходимость проведения модернизации и реконструкции уже существующей системы электроснабжения.

Разработка плана реконструкции системы электроснабжения выбранного производства позволит избавиться от существующих проблем с электроснабжением предприятия. А также создать более экономически выгодную и надёжную систему электроснабжения.

Основными задачами, решаемыми в этом проекте, можно назвать:

- оптимизация параметров системы электроснабжения производства топливных насосов с помощью правильного выбора напряжения приходящего электроснабжения;
- определения электрических нагрузок на представленном производстве;
- подбор для каждого цеха количества и мощности каждого трансформатора подстанций исходя из расчётов;
- подбор оптимальной конструкции электросетей;

- выбор оборудования необходимого для компенсации реактивной мощности;
- расчёт и подбор релейной защиты частей системы электроснабжения. А также обоснование целесообразности реконструкции действующего электроснабжения производства.

Объектом проектирования было выбрано производство топливных насосов, являющееся частью производства предпусковых нагревателей и автономных обогревателей. Производство топливных насосов находится по адресу г. Самара ул. Неверова д. 39Ш. Необходимость реконструкции системы электроснабжения данного производства обуславливается следующими факторами: ненадёжностью устаревшей системы электроснабжения, а именно подстанции, находящейся в аварийном состоянии и недостаточной мощностью нового источника электропитания, которым является комплектная трансформаторная подстанция мощностью 400 кВА.

# **1 Обоснование актуальности темы. Характеристика производства топливных насосов**

## **1.1 Причины необходимости реконструкции системы электроснабжения**

В данной дипломной работе проводится реконструкция электропитания производства топливных насосов, являющегося частью производства автономных отопителей «Планар», ООО «Адверс». Производство топливных насосов располагается отдельно от основного по адресу Неверова 39 Ш.

Электропитание объекта реконструкции, комбинированное, от двух подстанций 6/0,4 кВ. Обе подстанции получают питание от ПС «Речная» 110/6 кВ. Мощности доступные по договору заключённому с поставщиком электроэнергии 260 и 330 кВт.

Подстанция мощностью 260 кВт. расположена на территории заброшенного завода «Рейд», и не обслуживается, в следствии чего не обеспечивает должного качества электроснабжения.

Подстанция мощностью 330 кВт. находится непосредственно на территории производства, но не может в полном объёме обеспечить необходимую мощность, требуемую для обеспечения энергоснабжения.

ПС «Речная» 110/6 кВ. находится на расстоянии 960м. Мощность подстанции 6300 кВА.

Для обеспечения необходимых мощности, бесперебойности и качества электроснабжения, мной был разработан данный план реконструкции.

## 1.2 Общий вид производства топливных насосов

Наибольшей, а также самой энергозатратной частью производства топливных насосов является металлообработка по средствам токарных автоматов продольного точения, а также токарных станков с ЧПУ. Парк токарных автоматов продольного точения представлен моделями JSL-20AB и JSL-32, (рисунок 1) Модельный ряд токарных станков с ЧПУ полностью состоит из ST-20F (Рис. 1.2).



Рисунок 1 – Токарные автоматы



Рисунок 1.2 –Токарные с ЧПУ

Далее идёт шлифовальное оборудование и машины для обезжиривания деталей. На (Рис. 1.3) плоскошлифовальный станок SCG-452. На (Рис. 1.4) станки для обезжиривания MT-35.



Рисунок1.3 – Шлифовальный станок



Рисунок 1.4 – Станки для обезжиривания

Параллельно производится намотка катушек на намоточных станках СНС-2.2-300, (Рис. 1.5) После чего детали проходят через отдел технического контроля (Рис. 1.6). Далее сборка изделий (Рис. 1.7) и испытания (Рис. 1.8).



Рисунок 1.5 – Намоточные станки



Рисунок 1.6 – ОТК



Рисунок 1.7 – Участок сборки  
топливных насосов



Рисунок 1.8 – Приработка  
топливных насосов

Неотъемлемой частью производства является вытяжная вентиляция и компрессорное оборудование, показанные на (Рис. 1.9 и 1.10) соответственно.



Рисунок 1.9 – Вытяжная  
вентиляция



Рисунок 1.10 – Компрессорная

Генеральный план производства указаны на (Рис. 1.11).

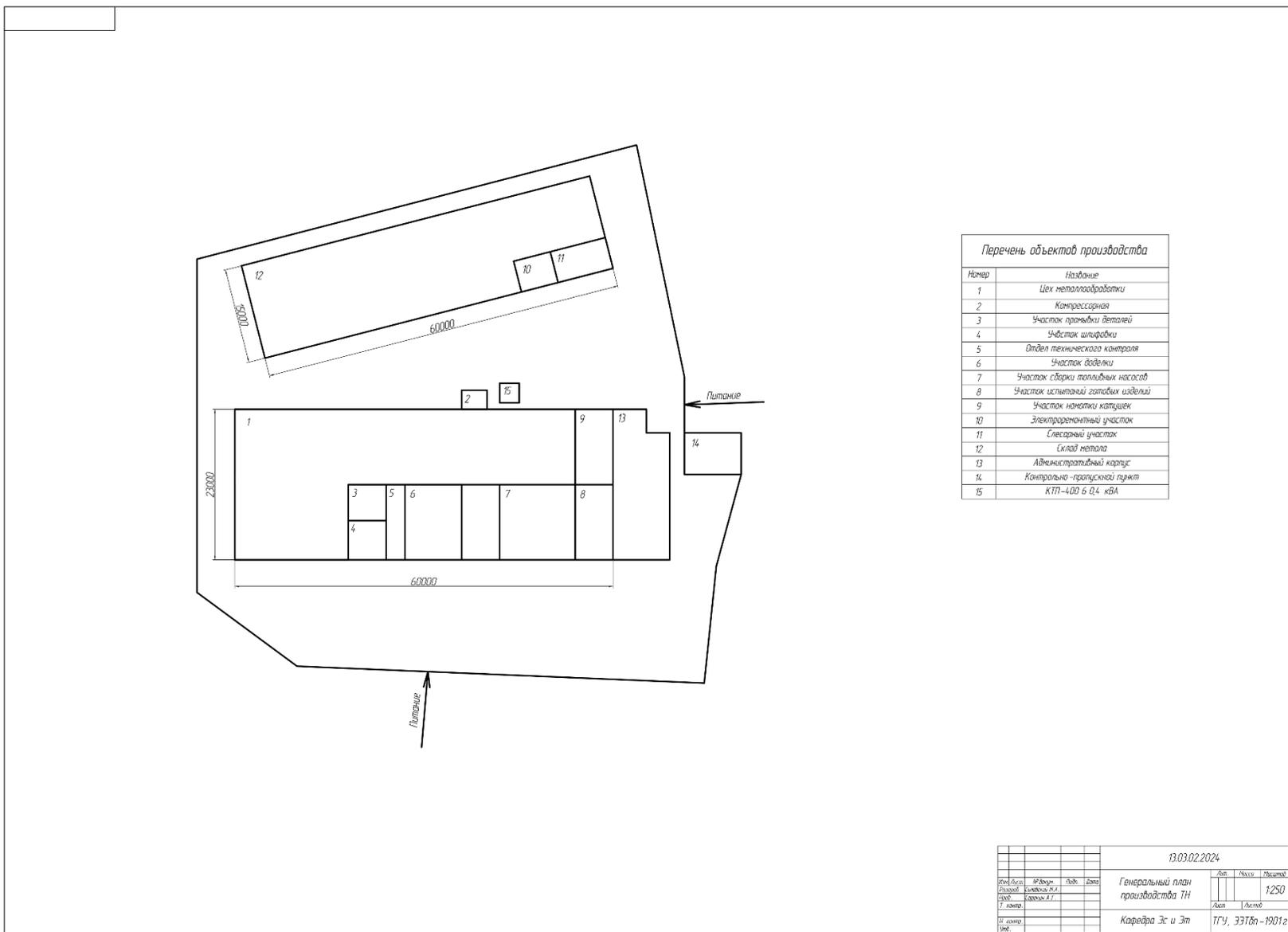


Рисунок 1.11 – Генеральный план производства топливных насосов

### 1.3 Количество и характеристики используемого оборудования

Сведения об установленной мощности и количестве электроприёмников производства топливных насосов приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1. - Мощности электроприёмников по цехам

№ цеха на плане	Наименование оборудования	n, шт	Мощность электроприёмников	
			Одного $P_H$ , кВт	Группы $P_H$ , кВт
1	Автомат продольного точения	23	11	260
	Токарный станок с ЧПУ	8	8	64
	Промышленный кондиционер	11	10	110
	Вытяжная вентиляция	3	7,5	22,5
2	Компрессор	1	30	30
	Осушитель сжатого воздуха	1	0,3	0,3
3	Станок для обезжиривания М-35	2	23	46
	Станок для обезжиривания М-150	1	30	30
	Вытяжная вентиляция	1	2,2	2,2
4	Плоскошлифовальный станок	3	15	45
	Вытяжная вентиляция	1	2,2	2,2
5	ОТК	7		0,9
6	Токарный станок	10	0,75	7,5
	Сверлильный станок	11	1	11
7	Гидравлический пресс	3	5	15
	Револьверный пресс	1	2	2
8	Стенд для испытаний	7	0,45	3,15
	Вытяжная вентиляция	1	2,2	2,2
9	Намоточный станок	7	0,6	4,2
10	Сверлильный станок	1	1,1	1,1
11	Токарный станок	1	3	3
	Сверлильный станок	2	1	2
	Сварочный аппарат (аргон)	1	2,5	2,5
	Вытяжная вентиляция	1	2,2	2,2
12	Склад металла	16		1,5
13	Административный корпус	42		16
14	Проходная	6		6

Высоковольтные приёмники электроэнергии отсутствуют.

Характеристики уже имеющийся тупиковой комплектной трансформаторной подстанции приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Характеристики существующей КТП

Название	КТП-400/6/0,4
Установленный трансформатор	ТМ-400/6/0,4
Номинальная мощность	400 кВА
Номинальное напряжение на стороне ВН	6,3 кВ
Номинальное напряжение на стороне НН	0,4 кВ
Электрическая схема на стороне высокого напряжения	Тупиковая
Количество трансформаторов	Однотрансформаторная
Тип высоковольтного ввода	Кабельный
Количество низковольтных выводов	6

Данные о месте подключения электропитания приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Данные о системе электроснабжения

Главная понизительная подстанция	ПС «Речная» 110/6
Напряжение питания	6 кВ.
Выключатель отходящего фидера ГПП	ВГТ-110-31,5/2000
Расстояние до ГПП	960 м.
Марка и сечение кабеля	ВБбШв 3х120

## 2 Расчет ожидаемых электрических нагрузок, определение центров нагрузок

### 2.1 Расчет ожидаемых электрических нагрузок

«Рационально спроектированная система электроснабжения должна удовлетворять ряду требований: высокой надежности и экономичности, безопасности и удобству эксплуатации, обеспечивать требуемое качество электроэнергии, соответствующие уровни напряжения и т.д.»[1]

«Низковольтные и высоковольтные электроприемники рассчитываются отдельно, результаты сводятся в форму, приведенную в табл. 2.1.»[13]

«Исходя из средней потребляемой активной и реактивной мощности предприятия за наиболее загруженную смену и расчетному коэффициенту максимума мы можем произвести вычисление расчетных активной, реактивной и полной нагрузки. Этот вид расчета будет использоваться для вычисления имеющийся электрической нагрузки на всех уровнях системы электроснабжения данного предприятия так как данный вид расчета можно назвать наиболее точным.»[1]

Выделим электроприёмники, питающиеся от рассматриваемых узлов электроснабжения (РУ). Сгруппируем электроприёмники с совпадающими значениями коэффициента использования  $K_{И}$  и коэффициента полезной мощности  $\cos \varphi$ .

«Информация о коэффициентах использования  $K_{И}$  и коэффициентах мощности  $\cos \varphi$  как для отдельных электроприемников, так и для характерных цехов по отраслям промышленности приводится в справочниках. Из-за многообразия наименований электроприемников и цехов не для всех можно найти справочные данные о  $K_{И}$  и  $\cos \varphi$ . В этом случае они принимаются равными соответствующим данным для электроприемников и цехов, схожих по режиму работы.»[13]

$$K_{И} = 0,2 \dots 0,9 \quad (1)$$

$$\cos \varphi = 0,5 \dots 0,9 \quad (2)$$

«По каждой подгруппе электроприемников записываются: при одинаковой мощности электроприемников – номинальная установленная мощность в кВт одного электроприемника, а при электроприемниках различной мощности – номинальные мощности наименьшего и наибольшего.»[13]

После чего запишем общую мощность электроприёмников, а также коэффициент использования  $K_{И}$  и коэффициента полезной мощности  $\cos \varphi$  всей подгруппы.

Для каждой подгруппы и отдельных потребителей рассчитаем: активную нагрузку (3):

$$P_{С} = K_{И} \cdot P_{Н} \quad (3)$$

реактивную нагрузку (4)

$$Q_{С} = K_{И} \cdot P_{Н} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (4)$$

Значение  $\operatorname{tg} \varphi$  определяется по формуле (5):

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi} \quad (5)$$

Найдём произведение количества электроприёмников и номинальной установленной мощности электроприёмников во второй степени:

$$n \cdot p_{Н}^2 \quad (6)$$

«После определения средних активной  $P_{С}$  и реактивной  $Q_{С}$  нагрузок по отдельным электроприемникам и подгруппам электроприемников производится расчет средних и расчетных нагрузок для группы электроприемников рассматриваемого узла нагрузки.»[1]

Коэффициент использования по каждой группе рассчитывается исходя из рассчитанных выше данных:

(7)

$$K_{\text{Иср}} = \frac{\sum P_{\text{С}}}{\sum P_{\text{Н}}}$$

и среднее значение  $\text{tg } \varphi_{\text{ср}}$ :

$$\text{tg } \varphi_{\text{ср}} = \frac{\sum Q_{\text{С}}}{\sum P_{\text{С}}} \quad (8)$$

Определим приведённое число электроприёмников  $n_{\text{Э}}$  группы:

$$n_{\text{Э}} = \frac{(\sum P_{\text{Н}})^2}{\sum n \cdot p_{\text{Н}}^2} \quad (8)$$

Затем определяется расчетный коэффициент. «Расчетные кривые и таблицы для определения коэффициента расчетной мощности

$$K_{\text{Р}} = f(K_{\text{И}}; n_{\text{Э}}) \quad (9)$$

приводятся в РТМ 36.18.32.4-92.» Для его нахождения необходимо сначала узнать коэффициент использования  $K_{\text{И}}$  и количество эффективных электропотребителей  $n_{\text{Э}}$ .

«В соответствии с руководящим документом [3] расчетная активная мощность группы электроприемников (количество электроприемников в группе более одного) на напряжение до 1 кВ определяется по выражению:»[13]

$$P_{\text{Р}} = \sum P_{\text{С}} \cdot K_{\text{Р}} \quad (10)$$

«Расчетная реактивная мощность определяется в зависимости от значения  $n_{\text{Э}}$ :»[13]

$$Q_{\text{Р}} = 1,1 \cdot \sum Q_{\text{С}} \text{ при } n_{\text{Э}} \leq 10$$

$$Q_P = \sum Q_C \text{ при } n_{\text{Э}} > 10 \quad (11) \quad (12)$$

Полную расчетную мощность  $S_P$  электроприёмников вычислим по следующей формуле:

$$S_P = \sqrt{\sum P_P^2 + \sum Q_P^2} \quad (13)$$

«После нахождения нагрузок всех цехов, рассчитывается строка «Итого по нагрузке 0,4 кВ», в которой суммируются по колонкам номинальные активные  $P_H$  мощности, средние активные  $P_C$  и реактивные  $Q_C$  нагрузки и расчетные осветительные  $P_{\text{осв}}$  нагрузки. Далее вычисляются коэффициенты  $K_H$ ,  $\cos\phi$  и  $\operatorname{tg} \phi$ , приведенное число электроприемников  $n_{\text{Э}}$  и находится коэффициент максимума КМ для электроприемников напряжением до 1000 В предприятия. Следует отметить, при приведенном числе электроприемников  $n_{\text{Э}} > 200$  значение коэффициента максимума можно принять равным 1. Определяется активная  $P_P$ , реактивная  $Q_P$  и полная  $S_P$  нагрузки для низковольтных электроприемников предприятия. По суммарному значению активной и реактивной мощности находится коэффициент использования  $K_H$  и  $\operatorname{tg} \phi$  для всей нагрузки на 0,4 кВ. аналогично с расчётами по подгруппам.»[1]

«Для расчета электрических нагрузок высоковольтных электроприемников необходимо по заданной в варианте их суммарной номинальной мощности подобрать конкретные синхронные и асинхронные двигатели, различного рода электротехнологические установки (электропечные трансформаторы, электролизные установки и т. д.), которые выбираются в соответствии с технологией производства предприятия. При этом возможно незначительное изменение заданной в варианте номинальной мощности с учетом мощности выбранных электроприемников.»[13]

«Определение расчетной нагрузки высоковольтных электроприемников производится так же, как и низковольтных. Методика расчета зависит от числа

электроприемников, режима их работы, соотношения номинальных мощностей отдельных электроприемников».[13]

«Реактивные нагрузки электроприемников, работающие с опережающим током, вычитаются из прочих реактивных нагрузок».[13]

«Особенности расчета нагрузок электроприемников большой мощности с резкопеременными графиками нагрузок (дуговые сталеплавильные печи, крупные сварочные установки, прокатные станы и др.»[13]

На предприятии отсутствует высоковольтная нагрузка отсутствует, поэтому переходим к следующему этапу.

Результаты расчетов запишем в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Результаты расчёта нагрузок по предприятию

№ цеха	Наименование ЭП	n, шт	$p_H$ , кВт	$P_H$ , кВт	Ки	$\cos \varphi$	$tg \varphi$	$P_C$ , кВт	$Q_C$ , квар	$n \cdot p_H^2$	$n_{\Sigma}$ , шт	$K_p$	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар	$S_p$ , кВА
1	Автомат продольного точения	23	11	260	0,6	0,7	1,02	156	159,15	2939					
	Токарный станок с ЧПУ	8	8	64	0,4	0,7	1,02	25,6	26,12	512					
	Промышленный кондиционер	11	10	110	0,75	0,8	0,75	82,5	61,88	1100					
	Вытяжная вентиляция	3	7,5	22,5	0,8	0,85	0,62	18	11,16	169					
	Итого	45	11/7,5	456,5	0,62		0,92	282,1	258,3	4720	44	0,8	225,68	258,3	343
2	Компрессор	1	30	30	0,75	0,8	0,75	22,5	16,88	900					
	Осушитель сжатого воздуха	1	0,3	0,3	0,8	0,9	0,48	0,24	0,12	0,09					
	Итого	2	30/0,3	30,3	0,75		0,75	22,74	16,99	900	1	1,14	25,9	18,69	31,96
3	Станок для обезжиривания	2	23	46	0,6	0,8	0,75	27,6	20,7	1058					
	Станок для обезжиривания	1	30	30	0,5	0,75	0,88	15	13,23	900					
	Вытяжная вентиляция	1	2,2	2,2	0,8	0,85	0,62	1,76	1,09	4,84					
	Итого	4	30/2,2	78,2	0,57		0,79	44,36	35,02	1963	3	1,14	50,57	38,52	63,57
4	Плоскошлифовальный станок	3	15	45	0,6	0,7	1,02	27	27,55	675					
	Вытяжная вентиляция	1	2,2	2,2	0,8	0,85	0,62	1,76	1,09	4,84					
	Итого	4	15/2,2	47,2	0,61		1	28,76	28,64	680	3	1,08	31,1	31,5	44,24
5	ОТК	7	0,2	1,4	0,5	0,7	1,02	0,7	0,71	0,28	7	0,93	0,65	0,79	1,02
6	Токарный станок	10	0,75	7,5	0,3	0,6	1,33	2,25	3	5,63					
	Сверильный станок	11	1	11	0,3	0,6	1,33	3,3	4,4	11					
	Итого	21	1/0,75	18,5	0,30		1,33	5,55	7,4	16,63	21	0,85	4,7	7,4	8,78
7	Гидравлический пресс	3	5	15	0,6	0,75	0,88	9	7,94	75					
	Револьверный пресс	1	2	2	0,6	0,75	0,88	1,2	1,06	4					
	Итого	4	5/2	17	0,6		0,88	10,2	9	79	4	1	10,2	9,9	14,21

Продолжение таблица 2.1 – Результаты расчёта нагрузок по предприятию

№ цеха	Наименование ЭП	n, шт	$p_H$ , кВт	$P_H$ , кВт	Ки	$\cos \varphi$	$tg \varphi$	$P_C$ , кВт	$Q_C$ , квар	$n \cdot p_H^2$	$n_{\Sigma}$ , шт	$K_p$	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар	$S_p$ , кВА
8	Стенд для испытаний	7	0,45	3,15	0,4	0,6	1,33	1,26	1,68	1,42					
	Вытяжная вентиляция	1	2,2	2,2	0,8	0,85	0,62	1,76	1,09	4,84					
	Итого	8	2,2/0,45	5,35	0,56		0,92	3,02	2,77	6,26	5	0,96	2,9	3,05	4,21
9	Намоточный станок	7	0,6	4,2	0,5	0,7	1,02	2,1	2,14	2,52	7	0,93	1,95	2,36	3,06
10	Сверлильный станок	1	1,1	1,1	0,3	0,6	1,33	0,33	0,44	1,21	1	2,67	0,88	0,48	1,01
11	Токарный станок	1	3	3	0,3	0,6	1,33	0,9	1,2	9					
	Сверлильный станок	2	1	2	0,3	0,6	1,33	0,6	0,8	2					
	Сварочный аппарат	1	2,5	2,5	0,3	0,6	1,33	0,75	1	6,25					
	Вытяжная вентиляция	1	2,2	2,2	0,8	0,85	0,62	1,76	1,09	4,84					
	Итого	5	11/7,5	9,7	0,41		1,02	4,01	4,09	22	4	1,06	4	4,50	6,19
12	Склад металла	16		1,5	0,2	0,7	1,02	0,3	0,31		16	0,8	0,24	0,31	0,39
13	Административный корпус	42		16	0,5	0,7	1,02	8	8,16		42	0,75	6	8,16	10,13
14	Проходная	6		6	0,5	0,7	1,02	3	3,06		6	0,93	2,79	3,37	4,37
Итоговая нагрузка		172	30/0,2	692,95	0,6		0,91	415	377	8391	57	1	415	377	561

## 2.2 Определение центра электрических нагрузок

«При проектировании системы электроснабжения на генплан предприятия наносятся все производственные цехи с картограммой нагрузок. Картограмма нагрузок представляет собой размещенные на генплане окружности, центры которых совпадают с центрами нагрузок цехов, а площади кругов пропорциональны расчетным активным нагрузкам электроприемников напряжением до 1000 В, электроприемников выше 1000 В.» [1]

Для расчёта радиусов активной и реактивной мощности воспользуемся формулами (14, 15):

$$R_{Ai} = \sqrt{\frac{P_i}{\pi m_a}} \quad (14)$$

$$R_{Pi} = \sqrt{\frac{Q_i}{\pi m_p}} \quad (15)$$

Для начала составим таблицу 2.2. с суммарными активными и реактивными мощностями по цехам. Предварительно объединив в группы цеха:

- 3, 4, 5, 6;
- 7, 8, 9, 13;
- 10, 11, 12,

так как они находятся рядом и имеют сравнительно небольшую суммарную мощность.

Таблица 2.2. – Данные по мощностям цехов

Номер РУ	РУ 1	РУ 2	РУ 3	РУ 4	РУ 5	РУ 6
Номера подключённых цехов	1	2	3,4,5,6	7,8,9,13	10,11,12	14
$\sum P_p$ , кВт	225,7	25,9	87	21,1	5,4	2,8
$\sum Q_p$ , квар	258,3	18,7	78,2	23,5	5,3	3,4

Нанесем генеральный план производства топливных насосов на картограмму с осями X и Y.

Масштаб генплана  $m_{\Gamma} = 2,5$  м/см.

На следующем этапе вычислим радиусы активных и реактивных нагрузок. В качестве наименьшего радиуса  $R_{A6} = 1$  м возьмём наименьшую нагрузку  $P$  (РУ 5, тогда:

$$m_a = m_p = \frac{P_6}{\pi R_{A6}^2} = \frac{2,8}{3,14 * 1^2} = 0,89 \text{ кВт/м}^2$$

Принимается  $m_a = 0,23$  кВт/м<sup>2</sup>.

Для сопоставления масштабов чертежа определим радиус для наибольшей нагрузки цеховых нагрузок:

$$R_{A1} = \sqrt{\frac{P_1}{\pi m_a}} = \sqrt{\frac{258,3}{3,14 * 0,89}} = 9 \text{ м}$$

Все укладывается в масштабы нашего чертежа, а значит, значения выбраны верно.

Рассчитаем радиусы для остальных цехов и занесём все полученные значения в таблицу 2.3.

Таблица 2.3. – Данные по радиусам мощностей цеховых ТП

Название цеховых РУ	РУ 1	РУ 2	РУ 3	РУ 4	РУ 5	РУ 6
Номера подключённых цехов	1	2	3,4,5,6	7,8,9,13	10,11,12	14
X, м	16	52	43	75	60	87
Y, м	59	59	36	47	82	49
$P_p$ , кВт	225,7	25,9	87,0	21,1	5,4	2,8
$R_{\Delta}$ , м	9	3	5,6	2,7	1,4	1,0
$Q_p$ , квар	258,3	18,7	78,2	23,5	5,3	3,4
$R_p$ , м	9,6	2,6	5,3	2,9	1,4	1,1
$S_p$ , кВА	343	32	117	31,5	7,5	4,4

Теперь определяются условные центры электрических нагрузок активной (точка А) и реактивной (точка Б):

$$X_{a0} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot X_i}{\sum_{i=1}^n P_i}, Y_{a0} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad (16)$$

$$X_{p0} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_i \cdot X_i}{\sum_{i=1}^n Q_i}, Y_{p0} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_i \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^n Q_i} \quad (17)$$

Координаты точки А:  $X_{a0} = 29,1$  м,  $Y_{a0} = 52,7$  м.

Координаты точки Б:  $X_{p0} = 27,6$  м,  $Y_{p0} = 53,4$  м.

Изобразим центры цеховых распределительных устройств и радиусы активных и реактивных нагрузок (Рис. 2.1)

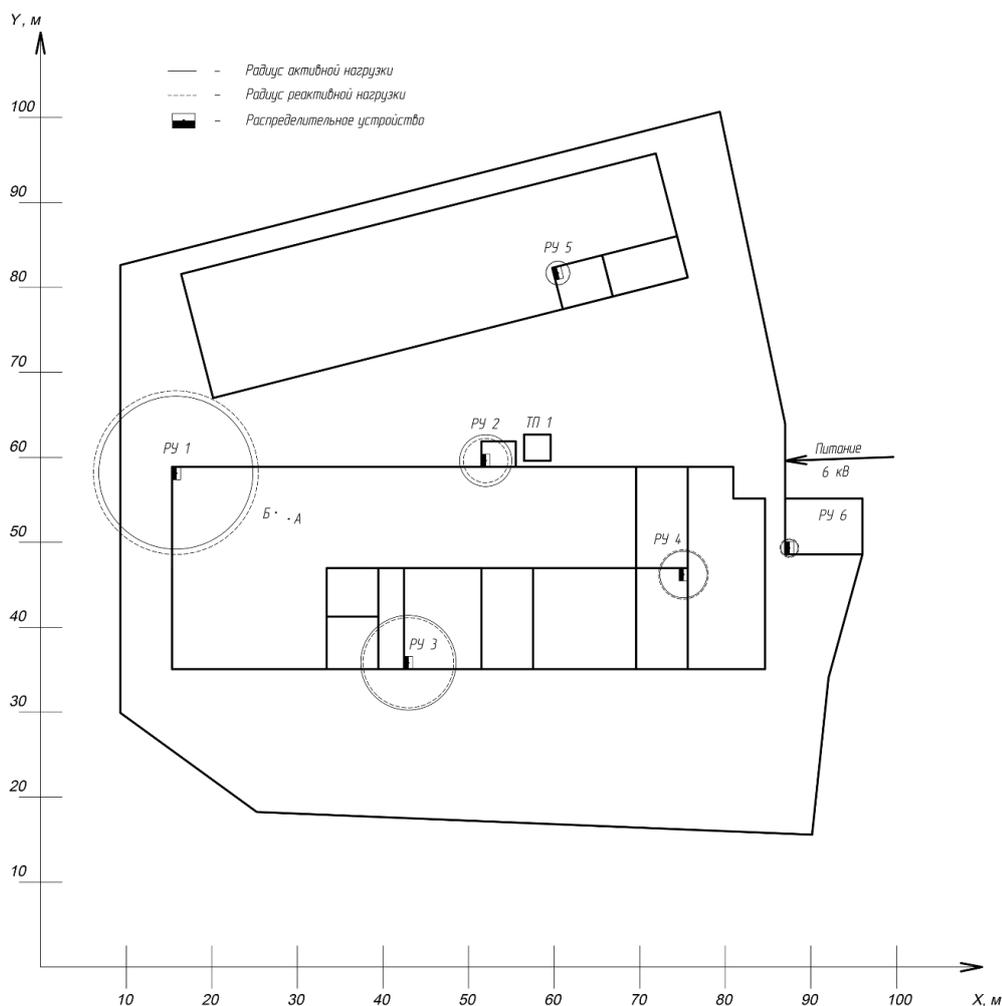


Рисунок 2.1 – Картограмма нагрузок

«Главную понизительную подстанцию следует располагать в центре электрических нагрузок или как можно ближе к центру, смещая ее в сторону источника питания – подстанции энергосистемы.»[1] В нашем случае целесообразно разместить её над цехом металлообработки ближе к компрессорной, для того, чтоб не блокировать проезд между цехом и складом.

«Наиболее экономичным типом в питающих сетях является внутрицеховая трансформаторная подстанция. Располагаются такие подстанции между опорными колоннами либо около внутренних или наружных стен здания внутри цеха. В этом случае обычно используются комплектные трансформаторные подстанции. К недостаткам применяемых внутрицеховых подстанций относится то, что они занимают дефицитную площадь цеха. Поэтому их сооружение возможно не во всех цехах.»[13]

В нашем случае уже установлена однотрансформаторная комплектная трансформаторная подстанция ТП1, в которой предусмотрена возможность замены трансформатора. К ТП1 подключен распределительный пункт РУ1. При присоединении остальных распределительных устройств возникает потребность сооружения новых кабельных линий.

Главная понизительная подстанция, распределительные пункты, а также подходящие и отходящие кабельные линии, нанесённые на генеральный план (Рис. 2.2).

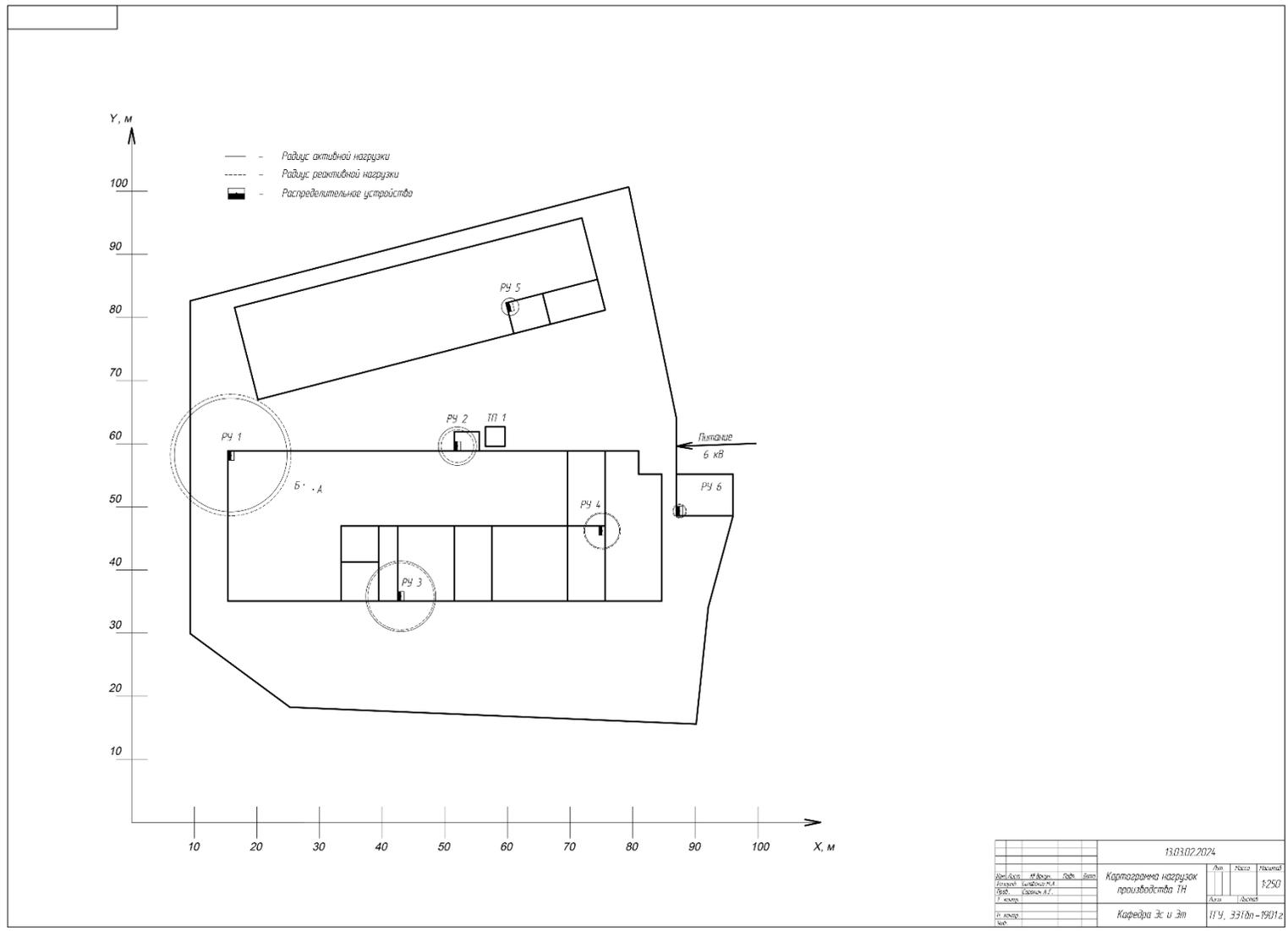


Рисунок 2.2 – Генеральный план электроснабжения производства ТН.

### 3 Выбор трансформаторной подстанции и расчет токов короткого замыкания

#### 3.1 Выбор количества и мощности трансформаторов трансформаторной подстанции

Так как, в нашем случае производство относится к потребителю III категории, следовательно, для электроснабжения достаточно одното трансформаторной подстанции.

Рассчитаем мощность устройства компенсации реактивной мощности  $Q_{к.р}$ , квар на напряжение 0,4 кВ:

$$Q_{к.р} = \alpha \cdot P_p \cdot (tg\varphi - tg\varphi_{к.р}) \quad (18)$$

где  $\alpha = 0,9$  – принимаемый коэффициент, учитывающий повышение  $cos\varphi$  естественным способом;

$P_p$  - активная мощность цеха, кВт;

$tg\varphi, tg\varphi_{к.р}$  – коэффициенты реактивной мощности до и после компенсации. Компенсацию реактивной мощности производят до получения значения  $tg\varphi_k = 0,33 - 0,48$ .

$$Q_{к.р} = 0,9 \cdot 415 \cdot (0,91 - 0,47) = 216 \text{ квар}$$

Выберем ближайшую номинальную мощность компенсирующего устройства. Принимаем для установки АКРУМ-225-0,4 мощностью 225 квар.

После этого пересчитаем расчетную полную мощность цеха с учетом компенсации:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + (Q_p - Q_{к.р})^2} \quad (19)$$

$$S_p = \sqrt{415^2 + (377 - 225)^2} = 442,1 \text{ кВА}$$

«Выбор трансформаторов цеховых ТП является важным этапом проектирования, существенно влияющим на основные технико-экономические показатели разрабатываемой схемы электроснабжения промышленного предприятия. В общем случае выбор трансформаторов представляет собой достаточно сложную задачу, которая может иметь не одно, а несколько решений, из которых следует выбрать наилучшее. Основой расчетов при этом служит, как правило, технико – экономическое сравнение вариантов.»[1]

«Мощность трансформаторов цеховой ТП зависит от величины нагрузки электроприемников, их категории по надежности электроснабжения, от размеров площади цеха и т.п. При одной и той же равномерно распределенной нагрузке с увеличением площади цеха должна уменьшаться единичная мощность трансформаторов.»[1]

«Существующая связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора  $S_{эТ}$  цеховой ТП и плотностью  $\sigma$  электрической нагрузки цеха приближенной»[1] табл.3.1.

Таблица 3.1. – Экономическая целесообразность мощность трансформатора.

Плотность электрической нагрузки цеха $\sigma$ , кВА/м <sup>2</sup>	< 0,05	0,05 – 0,1	0,1 – 0,2	0,2 – 0,3	> 0,3
Экономически целесообразная мощность трансформатора $S_{эТ}$ , кВА	400	630	1000	1600	1600 или 2500

$$\sigma = \frac{S_P}{F_{ц}} \quad (20)$$

«где  $S_P$  – расчетная электрическая нагрузка цеха,  $F_{ц}$  – площадь цеха.

«Величина  $\sigma$  рассчитывается в предположении, что электрические нагрузки распределены равномерно по площади цеха.»[1]

Площади цехов в зависимости от распределительных устройств: РУ 1 = 3425 м<sup>2</sup>, РУ 2 = 48,5 м<sup>2</sup>, РУ 3 = 860 м<sup>2</sup>, РУ 4 = 1952 м<sup>2</sup>, РУ 5 = 238 м<sup>2</sup>, РУ 6 = 3458 м<sup>2</sup>.

$$\sigma = \frac{442,1}{3425 + 48,5 + 859,75 + 1952 + 237,75 + 3457,5} = 0,044 \frac{\text{кВА}}{\text{м}^2}$$

В конце рассчитывается мощность цеховых трансформаторов:

$$S_T \geq \frac{S_p}{K_3 \cdot N_T} \quad (21)$$

где  $S_T$  – полная мощность одного трансформатора, кВА;

$S_p$  – полная расчетная мощность по цехам с учетом компенсирующего устройства, кВА;

$K_3$  – коэффициент загрузки трансформатора выбирается из таблицы 3.2;

$N_T$  – количество трансформаторов в подстанции определяется согласно категории надёжности электропотребителя.

Таблица 3.2. – Значение коэффициента загрузки и количества трансформаторов согласно категории надежности

Категория надежности	Количество трансформаторов и КУ	Коэффициент загрузки
1	2	0,7
2	2	0,8
3	1	0,9...0,95

Расчетную мощность трансформатора округлим до ближайшей стандартной мощности, взятой из ставочной литературы. [4]

$$S_T \geq \frac{442,1}{0,9 \cdot 1} = 491,3 \text{ кВА.}$$

Выбираем трансформатор ТМ-630/6/0,4 мощностью 630 кВА. Имеющаяся комплектная трансформаторная подстанция предусматривает возможность замены ранее установленного трансформатора мощностью 400 кВА, на новый трансформатор мощностью 630 кВА.

Все данные по расчётам внесём в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты расчетов выбора трансформаторов и КУ

Наименование предприятия	Категория надежности	$F_{ц}, м^2$	$\delta, кВА/м^2$	$P_p, кВт$	$Q_{к.р.}, квар$	$Q_p, квар$	$S_p, кВА$	Принято к установке		
								КУ	$S_{н.т.}, кВА$	$n_T / n_{КУ}$
Производство топливных насосов	3	9981	0,044	415	225	377	491,3	АУКРМ-0,4-225	630	1

### 3.2 Выбор и обоснование схемы электроснабжения

«При выборе схемы внутрицехового электроснабжения необходимо учитывать следующие положения:»[1]

1. «Радиальные схемы характеризуются тем, что от распределительного щита трансформаторной подстанции ТП, отходят линии, питающие крупные электроприемники или групповые распределительные пункты, от которых, в свою очередь, отходят самостоятельные линии, питающие мелкие электроприемники.»[1]

2. «Радиальные схемы применяются для питания насосных или компрессорных станций, во взрывоили пожароопасных производствах, а также в пыльных производствах. Распределение электроэнергии в них производится радиальными линиями от распределительных пунктов, вынесенных в отдельные помещения.»[1]

3. «Радиальные сети выполняются изолированными проводами и кабелями.»[1]

4. «Радиальные схемы обеспечивают высокую надежность питания, но требуют больших затрат на установку распределительных щитов, проводку кабелей и проводов.»[1]

5. «Магистральные схемы в основном применяются при равномерном распределении нагрузки по площади цеха.»[1]

6. «Современные цеховые магистральные схемы выполняются комплектными шинопроводами (магистральными и распределительными).»[1]

7. «Наиболее совершенной из магистральных схем является схема блока «трансформатор - магистраль», так в этом случае не требуется установки распределительного щита на трансформаторной подстанции.»[1]

8. «Схема магистрального питания обеспечивает несколько пониженную по сравнению с радиальными схемами надежность электроснабжения, т.к. при повреждении магистрали все ее потребители теряют питание. Однако у современных комплектных магистральных шинопроводов надежность очень высока. Так же для повышения надежности электроснабжения устанавливают перемычки между магистралями отдельных подстанций.»[1]

9. «Стоимость магистральных сетей обычно ниже стоимости радиальных за счет использования меньшего количества устанавливаемой аппаратуры, меньшей стоимости монтажа питающих линий.»[1]

10. «Магистральные схемы по сравнению с радиальными являются более гибкими – при перемещении технологического оборудования не требуется выполнять демонтаж сети.»[1]

11. «Учитывая особенности радиальных и магистральных сетей, обычно применяют смешенные схемы цеховых электрических сетей в зависимости от характера производства, условий окружающей среды и т.д.»[1]

Используем радиальную схему так как трансформаторная подстанция находится недалеко от центра электрических нагрузок, а также все распределительные пункты расположены вокруг ТП.

На Рис. 3.1 изображена упрощённая электрическая схема внутреннего электроснабжения производства топливных насосов.

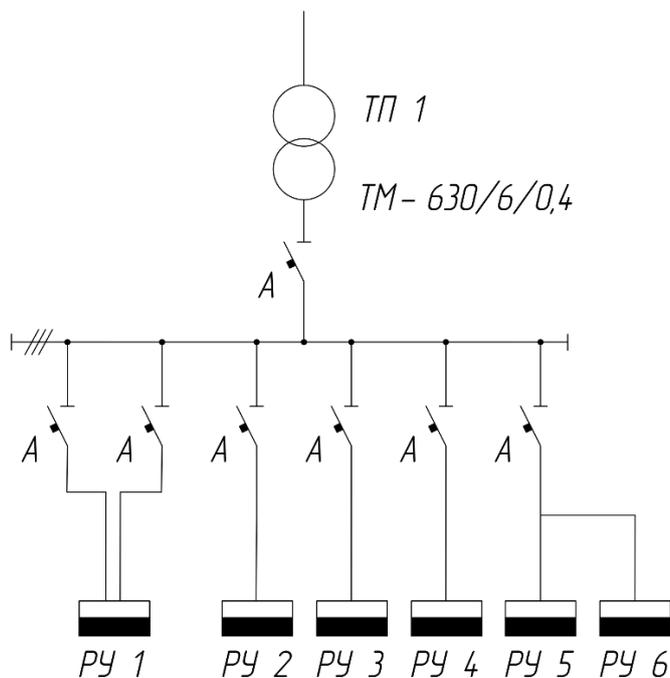


Рисунок 3.1 – Упрощённая электрическая схема электроснабжения.

### 3.3 Расчет токов короткого замыкания

«Основной причиной нарушения нормального режима работы системы электроснабжения является возникновение короткого замыкания (КЗ) в сети или элементах электрооборудования в следствие повреждении изоляции или неправильных действий обслуживающего персонала. Для снижения ущерба, обусловленного выходом из строя электрооборудования при протекании тока в КЗ, а также для быстрого восстановления нормального режима работы системы электроснабжения необходимо правильно определять токи КЗ и по

ним выбирать электрооборудование, защитную аппаратуру и средства ограничения тока в КЗ.» [1]

«Расчеты токов КЗ в сетях напряжением до 1 кВ имеют ряд особенностей по сравнению с расчетами токов КЗ в сетях напряжением выше 1 кВ. К ним относятся следующие: учет активных сопротивлений всех элементов короткозамкнутой цепи, включая силовые трансформаторы, проводники, трансформаторы тока, реакторы, токовые катушки автоматических выключателей; учет индуктивных сопротивлений всех вышеперечисленных элементов короткозамкнутой цепи; учет активных сопротивлений различных контактов и контактных соединений; учет сопротивлений электрической дуги в месте КЗ; учет параметров асинхронных двигателей, если суммарный номинальный ток этих двигателей превышает 10 % начального значения периодической составляющей тока КЗ, рассчитанного без учета электродвигателей.»[1]

Для последующих расчётов токов короткого замыкания составим расчётную схему системы электроснабжения (Рис. 3.2), а на её основе составим эквивалентную схему замещения (Рис. 3.3).

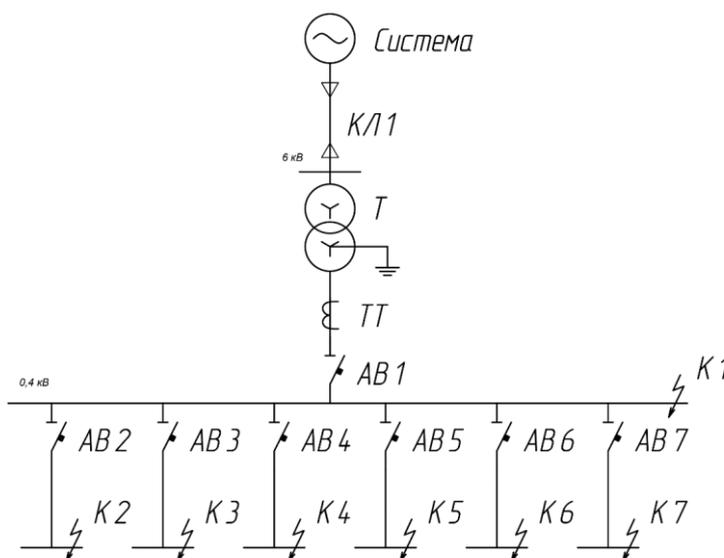


Рисунок 3.2 – Расчётная схема электроснабжения.

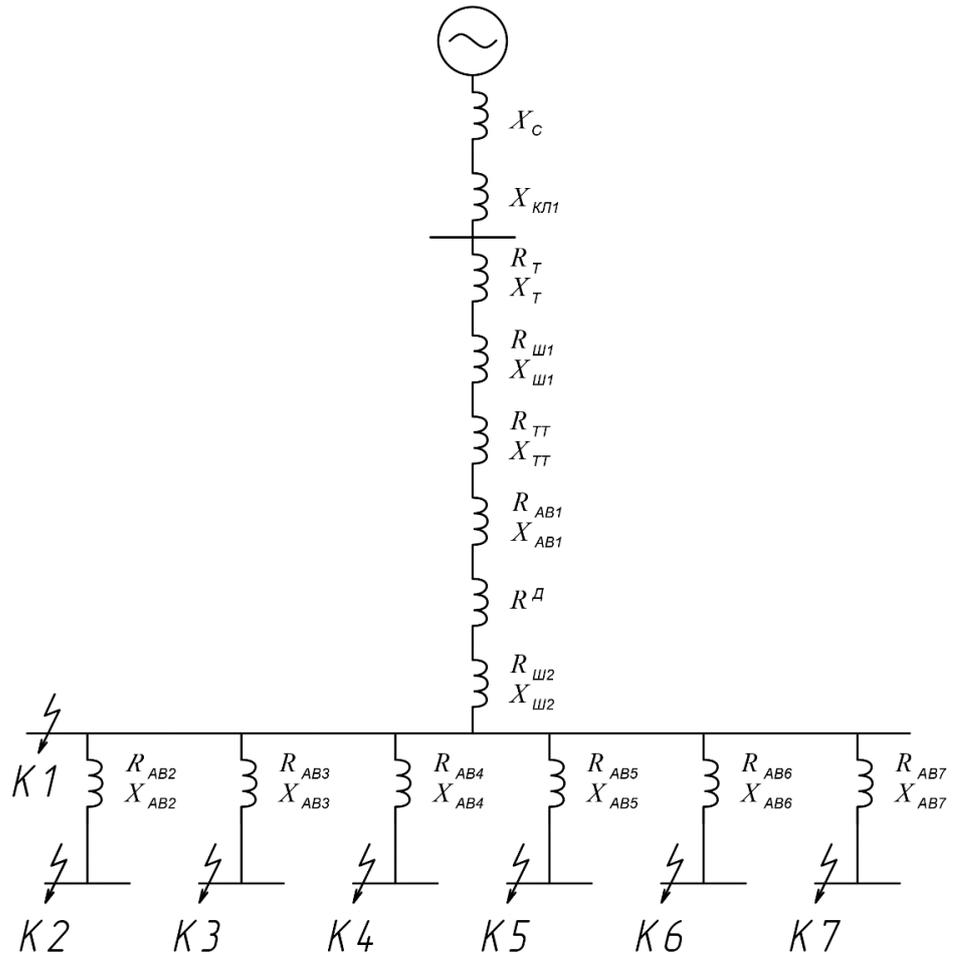


Рисунок 3.3 – Схема замещения.

При расчёте КЗ в электроустановках, получающих питание непосредственно от сети энергосистемы, допускается считать, что понижающий трансформатор подключён к источнику неизменного по амплитуде напряжения через эквивалентное индуктивное сопротивление системы. Значение этого сопротивления ( $X_c$ ) в миллиомах, приведённое к ступени низшего напряжения сети рассчитывается по формуле:[7]

$$X_c = \frac{U_{\text{ср.НН}}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{откл.ном}} \cdot U_{\text{ср.ВН}}} \quad (22)$$

где  $U_{\text{ср.ВН}}$  – среднее номинальное напряжение сети, подключенной к обмотки высшего напряжения трансформатора, В;

$U_{\text{ср.НН}}$  – среднее номинальное напряжение сети, подключенной к обмотки низшего напряжения трансформатора, В;

$I_{\text{откл.ном}}$  – номинальный ток отключения выключателя, установленного на стороне высшего напряжения понижающего трансформатора цепи, кА.

Индуктивное сопротивления кабелей рассчитываются по их удельному сопротивлению и их длине: [8]

$$X_{\text{кл}} = l_{\text{кл}} \cdot x_0 \text{ мОм} \quad (23)$$

$$R_{\text{кл}} = l_{\text{кл}} \cdot r_0 \text{ мОм} \quad (24)$$

Активные и индуктивные сопротивления шинпроводов определяются идентично сопротивлениям кабельных линий.

Активное и индуктивное сопротивления понижающих трансформаторов ( $R_{\text{T}}, X_{\text{T}}$ ) приведенные к ступени низшего напряжения сети, рассчитывают по формулам:

$$R_{\text{T}} = \frac{P_{\text{к.ном}} \cdot U_{\text{НН.ном}}^2}{S_{\text{T.ном}}^2} \cdot 10^6 \text{ мОм}, \quad (25)$$

$$X_{\text{T}} = \sqrt{u_{\text{к}}^2 - \left( \frac{100 \cdot P_{\text{к.ном}}}{S_{\text{T.ном}}} \right)^2} \cdot \frac{U_{\text{НН.ном}}^2}{S_{\text{T.ном}}} \cdot 10^4 \text{ мОм}, \quad (26)$$

где  $S_{\text{T.ном}}$  – номинальная мощность трансформатора, кВА;

$P_{\text{к.ном}}$  – потери короткого замыкания в трансформаторе, кВт;

$U_{\text{НН.ном}}$  – номинальное напряжение обмотки низшего напряжения трансформатора, кВ;

$u_{\text{к}}$  – напряжение короткого замыкания трансформатора, %.

Токоограничивающее действие дуги при КЗ учитывается включением в расчётную цепь добавочного сопротивления  $R_{\text{д}}$ . Приближенные значения  $R_{\text{д}}$  в

соответствии с ГОСТом для сети 0,4 кВ и мощности питающего трансформатора в 630 кВА принимается 7 мОм.

Начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ ( $I_{П,0}$ ) при электроснабжении электроустановки от энергосистемы через понижающий трансформатор рассчитывают по формуле:

$$I_{П,0} = \frac{U_{ср.НН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}}, \text{ кА} \quad (27)$$

где  $R_{\Sigma}$  и  $X_{\Sigma}$  – суммарное активное и суммарное индуктивное сопротивления прямой последовательности цепи КЗ, мОм.

Ударный ток трехфазного КЗ ( $i_{уд}$ ) в электроустановках с одним источником энергии рассчитывается по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{П,0} \cdot k_{уд} \text{ кА} \quad (28)$$

где  $k_{уд}$  – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени  $T_a$  – апериодической составляющей тока короткого замыкания (рис. 3.4).

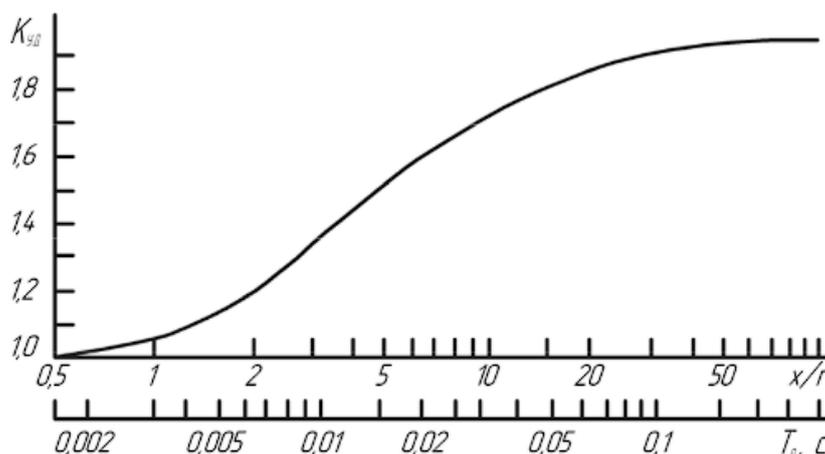


Рисунок 3.4 – График зависимость ударного коэффициента  $k_{уд}$  от

постоянной времени  $T_a = \frac{X}{R}$

Запишем дополнительные данные необходимые для расчёта активных и реактивных сопротивлений:

Паспортные данные трансформатора внесены в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Паспортные данные трансформатора

Тип	$S_N$ , МВА	Каталожные данные				
		$U_{НОМ}$ , кВ		$u_k$ , %	$P_K$ , кВт	$P_X$ , кВт
		ВН	НН			
ТМН – 630/6/0,4	0,63	6,3	0,4	5,5	1,07	7,6

Номинальный ток отключения ВГТ-110:  $I_{откл.ном} = 31,5$  кА.

Удельные реактивное сопротивление питающего кабеля марки ВБбШв 3х120:  $x_{кл1} = 0,062$  мОм/м. Длина кабельной линии  $l_{кл1} = 960$  м.

Активное и реактивное сопротивления трансформатора тока СТ60 1000/5А:  $R_{ТТ} = 0,33$  мОм,  $X_{ТТ} = 0,3$  мОм.

Активное и реактивное сопротивления автоматического выключателя ВА-99 1000А:  $R_{AB1} = 0,25$  мОм,  $X_{AB1} = 0,1$  мОм.

На шести выводах КТП установлены автоматы ВА-99 250А следовательно токи КЗ в точках: К2, К3, К4, К5, К6, К7 будут одинаковы. Активное и реактивное сопротивления автоматического выключателя ВА-99 250А:  $R_{AB2} = 1,1$  мОм,  $X_{AB2} = 0,5$  мОм.

Удельные активное и реактивное сопротивления шинпровода марки ШМТ6х60:  $r_{ш} = 0,0671$  мОм/м,  $x_{ш} = 0,198$  мОм/м. Длина шинпровода  $l_{ш} = 14$  м.

Расчёт активных и реактивных сопротивлений:

$$X_c = \frac{6300^2}{\sqrt{3} \cdot 31,5 \cdot 115000} = 6,33 \text{ мОм}$$

$$X_{\text{кл}} = 960 \cdot 0,062 = 59,52 \text{ мОм}$$

$$R_{\text{Ш1}} = 14 \cdot 0,067 = 13,63 \text{ мОм}$$

$$X_{\text{Ш1}} = 14 \cdot 0,198 = 3,06 \text{ мОм}$$

$$R_{\text{Ш2}} = 2 \cdot 0,067 = 0,13 \text{ мОм}$$

$$X_{\text{Ш2}} = 2 \cdot 0,198 = 0,4 \text{ мОм}$$

Расчёт токов короткого замыкания в точке К1:

$$I_{\text{п,01}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{11,58^2 + 82,65^2}} = 2,77 \text{ кА}$$

$$i_{\text{уд1}} = \sqrt{2} \cdot 2,77 \cdot 1,7 = 6,65 \text{ кА}$$

Расчёт токов короткого замыкания в точке К2, К3, К4, К5, К6, К7:

$$I_{\text{п,02}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{12,82^2 + 83,54^2}} = 2,73 \text{ кА}$$

$$i_{\text{уд2}} = \sqrt{2} \cdot 2,73 \cdot 1,65 = 6,38 \text{ кА}$$

Занесем полученные данные в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 – Значения токов короткого замыкания

Точка	Ударный ток	Периодическая составляющая тока КЗ
К1	6,65 кА	2,77 кА
К2, К3, К4, К5, К6, К7	6,38 кА	2,73 кА

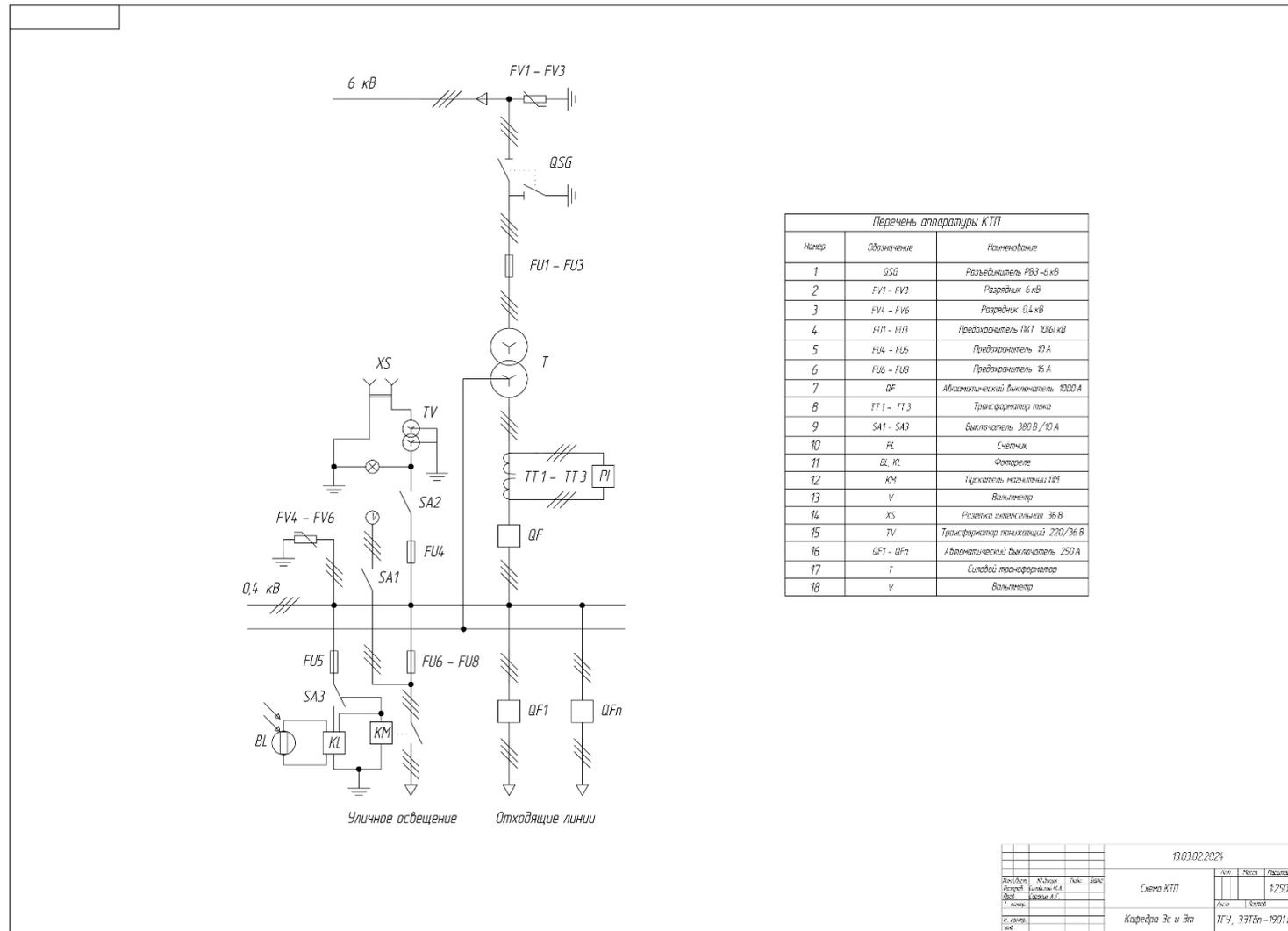
#### 4 Расчет и выбор электрооборудования и проводников

Подбор оборудования для трансформаторной подстанции.

Перечень электроприборов, устанавливаемых в комплектной трансформаторной подстанции указан в таблице 4.1. номера соответствуют чертежу КТП (Рис 4.1).

Таблица 4.1 – Перечень аппаратуры КТП.

Номер	Наименование	Модель
1	Разъединитель 6 кВ	РВЗ-6/400
2	Разрядник 6 кВ	РВО-6
3	Разрядник 0,4 кВ	РВО-3
4	Предохранитель 10(6) кВ	ПКТ 10(6) кВ
5	Предохранитель 10 А	PVC-10x38-10
6	Предохранитель 16 А	PVC-10x38-16
7	Автоматический выключатель 1000 А	ВА-99 1000А
8	Трансформатор тока	СТ60 1000/5А
9	Выключатель 380 В / 10 А	ВА47-29
10	Счётчик электроэнергии	СЕ303-R33
11	Фотореле	ФР 602
12	Пускатель магнитный ПМ	КМЭ
13	Розетка штепсельная 36 В	PM-102
15	Трансформатор понижающий 220/36 В	ОСМ-0,1-220/36
16	Автоматический выключатель 250 А	ВА-99 250А
17	Силовой трансформатор	ТМ-630/6/0,4
18	Вольтметр	EKF VD-723



*Перечень аппаратуры КТП*

№	Обозначение	Наименование
1	QSG	Разъединитель РВЗ-6кВ
2	FV1 - FV3	Разрядник 6 кВ
3	FV4 - FV6	Разрядник 0,4 кВ
4	FU1 - FU3	Предохранитель ПК1 10кВ/кВ
5	FU4 - FU5	Предохранитель 10 А
6	FU6 - FUB	Предохранитель 16 А
7	QF	Автоматический выключатель 4000 А
8	TT1 - TT3	Трансформатор тока
9	SA1 - SA3	Выключатель 380 В / 10 А
10	PL	Счетчик
11	BL, KL	Фотореле
12	KM	Пускатель магнитный РМ
13	V	Вольтметр
14	XS	Розетка штепсельная 36 В
15	TV	Трансформатор понижающий 220В/36 В
16	QF1 - QFn	Автоматический выключатель 250 А
17	T	Силовой трансформатор
18	V	Вольтметр

				13.03.02.2024		
№ п/п	№ документа	№ экз.	№ экз.	№ экз.	№ экз.	№ экз.
1	2	3	4	5	6	7
				Схема КТП		
				ИЗМ.		
				Корректировка		
				Итого: 337 шт - 1901г		

Рисунок 4.1 – Электросхема КТП

Проверка автоматического выключателя ВА-99 1000А:

1. По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} = 0,4 \text{ кВ} \leq U_{\text{сет.ном}} = 0,4 \text{ кВ}$$

2. По номинальному рабочему току:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 909,3 \text{ А}$$

$$I_{\text{раб}} = 909,3 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$$

3. По отключающей способности:

3.1. По симметричному току:

$$I_{\text{п,т}} = I_{\text{п,0}} = 2,77 \text{ кА}$$

$$I_{\text{п,т}} = 2,77 \text{ кА} \leq I_{\text{откл.ном}} = 35 \text{ кА}$$

3.2. Аперiodической составляющей тока короткого замыкания:

$$\tau = t_{\text{рз}} + t_{\text{с.в.}} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с}$$

$$I_{\text{а,т}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п,т}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 2,77 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,03}} = 1,03 \text{ кА}$$

$$I_{\text{а,ном}} = \left( \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{нор}}}{100} \right) \cdot I_{\text{откл.ном}} = \left( \frac{\sqrt{2} \cdot 50}{100} \right) \cdot 35 = 24,75 \text{ кА}$$

$$I_{\text{а,т}} = 1,03 \text{ кА} \leq I_{\text{а,ном}} = 24,75 \text{ кА}$$

4. Включающая способность:

$$I_{\text{п,0}} = 2,77 \text{ кА} \leq I_{\text{вкл.ном}} = 25 \text{ кА}$$

$$i_{\text{уд}} = 24,75 \text{ кА} \leq i_{\text{вкл.ном}} = 50 \text{ кА}$$

5. Электродинамическая стойкость:

$$I_{\text{п,0}} = 2,75 \text{ кА} \leq I_{\text{пр.с}} = 20 \text{ кА}$$

$$i_{\text{уд}} = 6,65 \text{ кА} \leq i_{\text{пр.с}} = 50 \text{ кА}$$

Термическая стойкость:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{пв.откл}} = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ с}$$

$$B_K = I_{\text{п,0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = (2,77 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,06 + 0,03) = 0,46 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$$

$$\text{Если } t_{\text{откл}} \geq t_T, \text{ то } B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$$

Если  $t_{\text{откл}} \leq t_T$ , то  $B_K \leq I_T^2 \cdot t_{\text{откл}}$

$$t_{\text{откл}} = 0,06 \text{ с} \leq t_T = 3 \text{ с}$$

$$I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} = (50 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,06 = 150 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_K = 0,46 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с} \leq I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} = 150 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с}$$

Все условия выполняются, а значит, данный выключатель прошел проверку.

Проверка автоматического выключателя ВА-99 250А:

1. Номинальное напряжение:

$$U_{\text{ном}} = 0,4 \text{ кВ} \leq U_{\text{сет.ном}} = 0,4 \text{ кВ}$$

2. Номинальный рабочий ток на наибольшей нагрузке (1 секция РУ1):

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{РУ1}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}} = \frac{171,5}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 248 \text{ А}$$

$$I_{\text{раб}} = 248 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 250 \text{ А}$$

3. Отключающая способность:

3.1. Симметричный ток:

$$I_{\text{п,}\tau} = I_{\text{п,0}} = 2,73 \text{ кА}$$

$$I_{\text{п,}\tau} = 2,73 \text{ кА} \leq I_{\text{откл.ном}} = 25 \text{ кА}$$

3.2. Аперiodическая составляющая тока:

$$\tau = t_{\text{рз}} + t_{\text{с.в.}} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с}$$

$$I_{\text{а,}\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п,}\tau} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 2,73 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,03}} = 1,02 \text{ кА}$$

$$I_{\text{а,ном}} = \left( \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{нор}}}{100} \right) \cdot I_{\text{откл.ном}} = \left( \frac{\sqrt{2} \cdot 35}{100} \right) \cdot 25 = 12,37 \text{ кА}$$

$$I_{\text{а,}\tau} = 1,02 \text{ кА} \leq I_{\text{а,ном}} = 12,37 \text{ кА}$$

4. Включающая способность:

$$I_{\text{п,0}} = 2,73 \text{ кА} \leq I_{\text{вкл.ном}} = 25 \text{ кА}$$

$$i_{\text{уд}} = 6,38 \text{ кА} \leq i_{\text{вкл.ном}} = 35 \text{ кА}$$

5. Электродинамическая стойкость:

$$I_{п,0} = 2,73 \text{ кА} \leq I_{пр.с} = 25 \text{ кА}$$

$$i_{уд} = 6,38 \text{ кА} \leq i_{пр.с} = 35 \text{ кА}$$

Термическая стойкость:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{пв.откл} = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ с}$$

$$B_K = I_{п,0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = (2,73 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,06 + 0,03) = 0,67 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$$

$$\text{Если } t_{откл} \geq t_T, \text{ то } B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$$

$$\text{Если } t_{откл} \leq t_T, \text{ то } B_K \leq I_T^2 \cdot t_{откл}$$

$$t_{откл} = 0,06 \text{ с} \leq t_T = 3 \text{ с}$$

$$I_T^2 \cdot t_{откл} = (35 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,06 = 73,5 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_K = 0,67 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с} \leq I_T^2 \cdot t_{откл} = 73,5 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$$

Все условия выполняются, а значит, данный выключатель прошел проверку.

Теперь проверим трансформатор тока СТ60 1000/5А.

1. Номинальное напряжение:

$$U_{ном} = 0,4 \text{ кВ} \leq U_{сет.ном} = 0,4 \text{ кВ}$$

2. Номинальный рабочий ток:

$$I_{раб} = 909,3 \text{ А} \leq I_{1ном} = 1000 \text{ А}$$

3. Термическая стойкость:

$$t_{откл} = 0,06 \text{ с}; B_K = 0,46 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$$

$$\text{Если } t_{откл} \geq t_T, \text{ то } B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$$

$$\text{Если } t_{откл} \leq t_T, \text{ то } B_K \leq I_T^2 \cdot t_{откл}$$

$$t_{откл} = 0,06 \text{ с} \leq t_T = 3 \text{ с}$$

$$I_T^2 \cdot t_{откл} = (50 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,06 = 150 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_K = 0,46 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{c} \leq I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} = 150 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{c}$$

4. Вторичная нагрузка:

$$Z_{2\text{НОМ}} = \frac{S_2}{I_2^2} = \frac{50}{5^2} = 2 \text{ Ом}$$

Заполним таблицу 4.2 укажем в ней измерительные приборы, подключаемые к вторичной обмотке трансформатора тока.

Таблица 4.2 – Измерительные приборы, подключенные к трансформатору тока

Тип прибора	Название прибора	н, кол.	$S_{\text{приб}}$ , ВА	$S_{\Sigma}$ , ВА
Счетчики активной энергии и реактивной энергии	CE303-R33	1	10	10
Суммарное значение полной мощности всех приборов				25

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\Sigma}}{I_2^2} = \frac{25}{5^2} = 1 \text{ Ом}$$

Так как во вторичной цепи будет одно устройство, то сопротивление контактов примем равным  $R_K = 0,1 \text{ Ом}$

$$R_{\text{пр}} \leq Z_{2\text{НОМ}} - R_{\text{приб}} - R_K = 2 - 1 - 0,1 = 0,9 \text{ Ом}$$

Длина проводов вторичной обмотки зависит от схемы соединения. Как правило, используется полная звезда, при которой,  $l_P = l$ .

Удельное сопротивление меди равно  $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ , так как жила будет из меди.

$$s = \frac{\rho \cdot l_P}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 6}{0,9} = 0,12 \text{ мм}^2$$

Минимальное сечение для используемых медных проводов равно  $2,5 \text{ мм}^2$ . Поэтому выбираем именно такое.

## 5 Расчет заземления

### 5.1 Расчет заземления зданий и сооружений объекта

«Качественное выполнение ЗУ должны обеспечивать безопасную и безаварийную работу энергообъектов всех классов напряжения и при различных режимах заземления нейтрали»[14]

«Конструкции ЗУ должны отвечать целому ряду достаточно жёстких технических требований наиболее существенными из которых являются требования электробезопасности и электромагнитной совместимости. Несоблюдение этих требований может привести, как хорошо известно из практики эксплуатации, к несчастным случаям и тяжёлым авариям, в том числе системного характера.»[14]

«Рабочее заземление должно обеспечивать следующие эксплуатационные функции электроустановок: действие релейных защит от замыканий на землю; действие защит от перенапряжений; отвод в грунт токов молнии; отвод рабочих токов (токов несимметрии и т.д.); защиту изоляции цепей и оборудования низкого напряжения; снижение влияние электромагнитного поля на вторичные цепи; защиту подземного оборудования и коммуникаций от токовых перегрузок; стабилизацию потенциалов относительно земли и защиту от статического электричества.»[14]

Требования, предъявляемые к защитному заземлению, являются приоритетными.

Согласно правилам устройства электроустановок, сопротивление заземляющего устройства, к которому будут присоединятся нейтрали трансформатора в любое время года должно быть не более  $R_z = 4 \text{ Ом}$ , при линейном напряжении 380 В источника трехфазного тока.

«Чтобы достигнуть более влажных и непромерзающих слоёв грунта, уголки и трубы забиваются в землю так, чтобы их верх находился на

расстоянии 0,7-0,8 м от уровня земли. Несмотря на это, часть длины труб, а полосовые заземлители – полностью (они прокладываются на глубине 0,7 – 0,8 м) попадают в зону возможного промерзания и высыхания грунта. Поэтому, чтобы получить необходимое сопротивление растеканию заземлителей при расчётах следует применять более высоким». [12]

Заземлитель выполняется из наборных стержней диаметром 16 мм, и длиной 5 м, соединительная стальная полоса 40х4 мм<sup>2</sup>, глубина верхнего слоя грунта 0,7 м, глубина горизонтального заземлителя 0,5 м, среднее измеренное удельное сопротивление равно  $\rho_{\text{изм}} = 50 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ . Измерения проводились прибором МС-08 во влажное время.

Далее учтём увеличение удельного сопротивления в следствии промерзания или высыхания для этого введём сезонный коэффициент  $k_c$ . Район относится ко второй климатической зоне поэтому коэффициент равен  $k_c = 1,25$ .

Также учтём состояние земли в месте установки заземляющего устройства во время измерений с помощью коэффициента  $k_3$ . Так как в момент измерений выпадали небольшие осадки значение коэффициента принимается  $k_3 = 1$ .

Удельного сопротивления земли  $\rho_{\text{расч}}$  для вертикальных электродов рассчитывается по формуле:

$$\rho_{\text{расч}} = k_c \cdot k_3 \cdot \rho_{\text{изм}} \quad (29)$$

$$\rho_{\text{расч}} = 1,25 \cdot 1 \cdot 50 = 62,5 \text{ Ом}.$$

Далее воспользуемся формулой для приближенного нахождения сопротивления одного стержня:

$$r_{\text{п}} \approx \frac{\rho_{\text{расч}}}{l_c} \quad (30)$$

$$r_{\text{п}} \approx \frac{62,5}{5} \approx 12,5 \text{ Ом}.$$

Выберем линейное расположение стержней с равными промежутками между ними. Промежутки между стержнями того же размера что и стержни  $l_1 = l_c = 5$  м. При конструкции заземляющего устройства с расположенными в один ряд стержнями учёт взаимного влияния стержней рассчитывается с помощью введения коэффициент использования  $\eta = 0,56$ . Для расчёта одного стержня ряда заземляющего устройства в данных условиях будет использована следующая формула:

$$r_B = \frac{12,5}{0,56} = 22,32 \text{ Ом.}$$

Рассчитаем число стержней  $n$  для получения  $R_3 = 4$  Ом:

$$n = \frac{r_{\Pi}}{R_3 \cdot \eta} \tag{31}$$

$$n = \frac{12,5}{4 \cdot 0,56} = 5,6$$

Предварительно примем 5 стержней.

Длина полосы при установке 5 стержней  $l_2 = 20$  м. Для учёта сопротивления растеканию полос требуется найти сезонный коэффициент  $k_c$ .

Для длины  $l_2 = 20$  м. коэффициент  $k_c = 3,5$

Коэффициент, учитывающий состояния земли при измерениях  $k_3 = 1$

Таким образом, расчётное значение удельного сопротивления земли для полос заземлителя равно:

$$\rho_{\text{расч}} = k_c \cdot k_3 \cdot \rho_{\text{изм}} = 3,5 \cdot 1 \cdot 50 = 175 \text{ Ом.}$$

Учтём взаимное влияние полос и стержней  $\eta = 0,62$ . Сопротивление полос заземлителя равно:

$$r_{\text{п.з}} = \frac{2 \cdot \rho_{\text{расч}}}{\eta \cdot l_2} = \frac{2 \cdot 175}{0,62 \cdot 20} = 28 \text{ Ом.}$$

Стержни и полосы заземлителя рассматриваются как два сопротивления включённых параллельно. Общее сопротивление стержней при этом:

$$r_{в.з} \leq \frac{R_з \cdot r_{п.з}}{r_{п.з} - R_з} \quad (32)$$

$$r_{в.з} \leq \frac{4 \cdot 28}{28 - 4} = 4,7 \text{ Ом.}$$

Уточнённое число стержней должно быть равно:

$$n = \frac{12,5}{4,7 \cdot 0,56} = 4,78$$

Оставляем 5 стержней и длину полос 20 м.

Заземление представлено на рис 5.1.

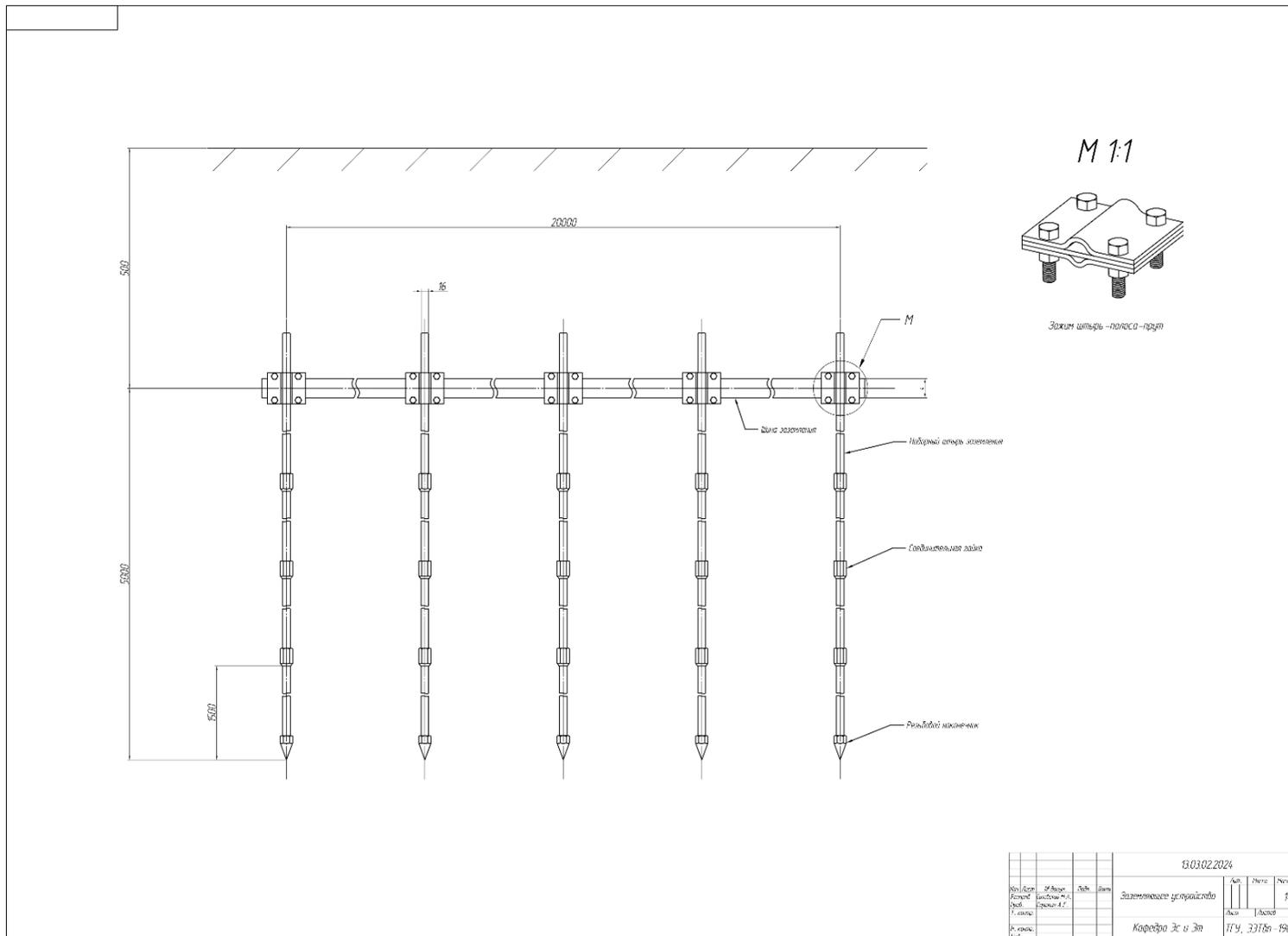


Рисунок 5.1 – Заземляющее устройство

## Заключение

По завершению выпускной квалификационной работы мной был создан проект электроснабжения производства топливных насосов. Это потребовалось в целях реконструкции, устаревшей и переставшей отвечать необходимым требованиям системы электроснабжения.

В процессе проектирования мной были проведены расчёты активных и реактивных мощностей электропотребителей по цехам. На основании этих расчётов были выбраны: силовой трансформатор, компенсирующая установка реактивной мощности. Также по составленным электрической схеме и схеме замещения были рассчитаны токи коротких замыканий необходимые для выбора и проверки коммутационного, измерительного и защитного электрооборудования. Для выбора заземляющих устройств были проведены измерения и последующие расчёты сопротивлений грунта и растекания электрического тока.

В результате дипломного проектирования были сделаны следующие выводы:

- требуется замена силового трансформатора с 400 кВА на 630 кВА классами напряжения 6/0,4 кВ;
- при замене силового трансформатора замена вводного кабеля и КТП не требуется;
- для компенсации реактивной мощности необходима установка компенсирующего устройства АУКРМ-0,4-225;
- необходим монтаж нового заземляющего устройства.

Данные мероприятия позволят полностью отказаться от фидера 0,4 кВ находящегося на аварийной подстанции. Что в свою очередь минимизирует частоту отключений электропитания. Также установка устройства компенсации реактивной мощности уменьшит общее потребление электроэнергии, а, следовательно, денежные затраты на её оплату.

## Список используемых источников

1. В.В.Вахнина, В.Л.Горячева, Ю.В.Степкина. Проектирование систем электроснабжения промышленных предприятий. // Учебное пособие для курсового проектирования. Стр. 4 URL: <https://studfile.net/preview/6379214/>
2. РТМ 36.18.32.4-92. Указания по определению электрических нагрузок. – М.: технический циркуляр ВНИИПИ Тяжпромэлектропроект, 1992. URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294847/4294847075> (дата обращения: 10.04.2024).
3. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / под редакцией Ю.Г. Барыбина [и др.] – М. : Энергоатомиздат, 1991. 464 с.
4. ГОСТ 11920-85. Трансформаторы силовые общего назначения напряжением до 35 кВ включительно. Введ. 1985-09-25. – М. : Стандартиформ.
5. ГОСТ 12965-85. Трансформаторы силовые общего назначения Классов напряжения 110 и 150 кВ. Введ. 1985-09-26. – М. : Стандартиформ.
6. ГОСТ 16442-80. Кабели силовые с пластмассовой изоляцией. Введ. 1982-01-01. – М. : Стандартиформ.
7. ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчёта в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. Введ. 1993-10-21. – М. : Стандартиформ.
8. ОАО «РОССКАТ», Самарская область, г. Нефтегорск, ул. Промышленности, д. 1 URL: <https://bystrokabel.ru/item/vbbshv-6kv/vbbshv-3h120---6kv> (дата обращения: 23.04.2024).
9. Алюнов, А.Н. Онлайн Электрик : Интерактивные расчеты систем электроснабжения / А. Н. Алюнов. – Москва : Всероссийский научно-технический информационный центр, 2010. – EDN XXFLYN.

10. ООО «ЕКФ»: Каталог продукции / Компания «ЕКФ» Технопарк «Отрадное», г. Москва, ул. Отрадная, 2Б, строение URL: <https://ekfgroup.com/uploads/products/03F36A92D953583637F90F4FA6BAF374>

11. ГОСТ 58882-2020. Заземляющие устройства. Системы уравнивания потенциалов. Заземлители. Заземляющие проводники. Введ. 2020-06-16. – М. : Стандартиформ.

12. М.Р. Найфельд. Заземление и другие защитные меры. / Библиотека электромонтёра. Москва 1975. – URL: <https://t-library.net/read/5037/2/5014/image>

13. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Проектирование систем электроснабжения // электронное учебно-методическое пособие 2016. С. 5 URL: <https://dspace.tltsu.ru/handle/123456789/2943>.

14. Борисов Р.К., Горшков А.В., Жарков Ю.В., Колечицкий Е.С., Шамшетдинов К.Л. «Заземляющие устройства электроустановок» // требования нормативных документов, расчет, проектирование, конструкции, сооружение. URL <https://www.studentlibrary.ru/ru/doc/ISBN9785383012086-SCN0000/-esf2k2z11-tabrel-mode-pgs.html>.