

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 Разработка системы электроснабжения рыбоперерабатывающего завода

Обучающийся

Д.С. Багутский

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н. В.И. Платов

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

Тольятти 2025

## Аннотация

Выпускная квалификационная работа включает в себя 80 листов текста, 10 рисунков, 22 таблицы и графической части на 6 листах формата А1, списка используемой литературы из 27 наименований.

Актуальность работы обусловлена необходимостью обеспечения бесперебойной работы рыбоперерабатывающего завода, где перебои в энергоснабжении могут привести к порче продукции и значительным убыткам.

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование системы электроснабжения рыбоперерабатывающего завода, которая обеспечит устойчивое питание всех потребителей, оптимальное распределение нагрузок и безопасность эксплуатации.

На основании поставленной цели следует выделить основные задачи ВКР:

- подготовить исходные данные для разработки системы электроснабжения, в том числе собрать общие сведения о заводе, провести расчёт электрических нагрузок и расчет картограммы электрических нагрузок
- выбрать число, мощность и тип трансформаторов;
- рассчитать кабельные линии;
- разработать внешнее электроснабжение предприятия;
- выбрать электрооборудование системы электроснабжения предприятия;
- выбрать устройства компенсации реактивной мощности;
- рассчитать релейную защиту;
- рассчитать освещение завода;
- провести технико–экономический анализ проекта.

## Содержание

Введение.....	4
1. Подготовка исходных данных для разработки системы электрообеспечения .....	6
1.1 Общие сведения о заводе .....	6
1.2 Расчет электрических нагрузок .....	8
1.3 Расчет картограммы электрических нагрузок .....	13
2 Проектирование системы электрообеспечения завода .....	16
2.1 Выбор числа, мощности и типа трансформаторов .....	16
2.2 Расчет кабельных линий.....	22
2.3 Расчет токов короткого замыкания .....	29
2.4 Внешнее электрообеспечение предприятия.....	41
2.5 Выбор электрооборудования системы электрообеспечения предприятия .....	43
2.6 Компенсация реактивной мощности.....	52
2.7 Релейная защита .....	57
2.8 Освещение завода .....	66
3 Технико–экономический анализ проекта .....	69
Заключение .....	75
Список используемой литературы и используемых источников.....	78

## Введение

Система электроснабжения является ключевым элементом инфраструктуры любого промышленного предприятия, обеспечивая бесперебойную работу технологического оборудования, освещения и вспомогательных систем. Рыбоперерабатывающий завод, специализирующийся на обработке, заморозке и упаковке рыбной продукции, предъявляет особые требования к энергоснабжению из-за высокой энергоемкости процессов, необходимости поддержания низких температур и строгих санитарных норм. Разработка надежной и эффективной системы электроснабжения для такого объекта становится актуальной задачей, связанной с обеспечением стабильности производства, минимизацией эксплуатационных затрат и соответствием современным экологическим стандартам.

Актуальность работы обусловлена необходимостью обеспечения бесперебойной работы рыбоперерабатывающего завода, где перебои в энергоснабжении могут привести к порче продукции и значительным убыткам.

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование системы электроснабжения рыбоперерабатывающего завода, которая обеспечит устойчивое питание всех потребителей, оптимальное распределение нагрузок и безопасность эксплуатации.

На основании поставленной цели следует выделить основные задачи ВКР:

- подготовить исходные данные для разработки системы электроснабжения, в том числе собрать общие сведения о заводе, провести расчёт электрических нагрузок и расчет картограммы электрических нагрузок
- выбрать число, мощность и тип трансформаторов;
- рассчитать кабельные линии;
- разработать внешнее электроснабжение предприятия;

– выбрать электрооборудование системы электроснабжения предприятия;

– выбрать устройства компенсации реактивной мощности;

– рассчитать релейную защиту;

– рассчитать освещение завода;

– провести технико–экономический анализ проекта.

В процессе работы применяются различные методы анализа и моделирования. Для расчета электрических нагрузок используются аналитические методы, основанные на данных о мощности оборудования и коэффициентах спроса, в соответствии с ПУЭ. Выбор трансформаторов и кабельных линий проводится с использованием сравнительного анализа технических характеристик и экономических показателей.

Разработанная система позволит повысить надежность энергоснабжения, снизить энергопотери и обеспечить соответствие требованиям нормативных документов, таких как ПУЭ и ГОСТ. Результаты исследования имеют практическую ценность для проектирования и модернизации систем электроснабжения аналогичных предприятий и могут служить основой для дальнейших разработок в области промышленной энергетики.

# **1. Подготовка исходных данных для разработки системы электроснабжения**

## **1.1 Общие сведения о заводе**

Рыбоперерабатывающий завод представляет собой промышленное предприятие, специализирующееся на переработке сырой рыбы и морепродуктов с целью производства готовой продукции для потребительского рынка. Основной деятельностью завода является приемка рыбного сырья, его обработка (разделка, филетирование, соление, копчение), заморозка, упаковка и подготовка к реализации. Такие предприятия играют важную роль в пищевой промышленности, обеспечивая население высококачественными продуктами питания, а также поддерживая экономику регионов с развитым рыболовством.

Рыбоперерабатывающий завод включает несколько структурных подразделений, которые представлены в таблице 1.

Технологический процесс требует значительных энергетических ресурсов. Основное оборудование включает конвейерные линии, разделочные машины, морозильные установки (компрессоры, туннели шоковой заморозки), упаковочные автоматы и системы вентиляции. Особенностью рыбопереработки является необходимость поддержания строгих санитарных условий: помещения регулярно моются, что повышает влажность (до 80–90%), а использование соли и рыбных отходов создает агрессивную среду, влияющую на оборудование и системы электроснабжения.

Инфраструктура завода включает производственные цеха, административные помещения и вспомогательные объекты. Высота потолков в цехах составляет 4–6 м, что важно для размещения оборудования и систем освещения. Условия эксплуатации — высокая влажность, температура от +5 °С в цехах до -25 °С в морозильных камерах, коррозионная среда — определяют требования к надежности и защите электрооборудования (IP54–IP65).

Рыбоперерабатывающий завод работает в две смены, что подразумевает высокую нагрузку на систему электроснабжения. Продукция соответствует ГОСТ 32366-2013 (замороженная рыба) и другим стандартам, а предприятие сертифицировано по системам ХАССП для обеспечения безопасности пищевой продукции. Таким образом, завод является энергоемким объектом с особыми требованиями к бесперебойности и безопасности энергоснабжения, что делает разработку его системы электроснабжения сложной и значимой задачей.

Характеристики цехов предприятия приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристики цехов предприятия

Номер цеха	Наименование цехов и узлов СЭС	$n_{\Sigma}$	$P_{\Sigma}$ , кВт	$K_{\text{ИЛ}}$	$\cos\varphi$	$\text{tg}\varphi$	$F_{\text{Ц}}$ , м <sup>2</sup>
1	Рыборазделочный цех	14	231	0,5	0,80	0,75	250
2	Гараж	5	185	0,3	0,60	1,33	75
3	Модульный цех холодного и горячего копчения рыбы	16	1856	0,7	0,80	0,75	132
4	Цех для переработки рыбы до 1000 кг в смену	86	2560	0,7	0,70	1,02	1625
5	АБК	12	360	0,5	0,80	0,75	324
6	Модульный цех по фасовке красной икры	14	786	0,5	0,80	0,75	297
7	Модульный цех для сушки и вяления рыбы	85	2786	0,5	0,80	0,75	420
8	Цех для переработки рыбы до 5000 кг в смену	66	3199	0,32	0,70	1,00	1488
9	Цех для переработки рыбы до 2000 кг в смену	65	2986	0,6	0,80	0,75	660
10	Цех нарезки и упаковки продукции	23	1256	0,7	0,80	0,75	198
11	Столовая	16	95	0,5	0,85	0,62	891
12	Склад сырья	5	164	0,25	0,65	1,17	30
13	Склад	6	278	0,25	0,65	1,17	551
14	Энергоблок	18	1856	0,6	0,80	0,75	1480
15	Очистные сооружения	15	72	0,7	0,80	0,75	442

План предприятия приведен на рисунке 1.

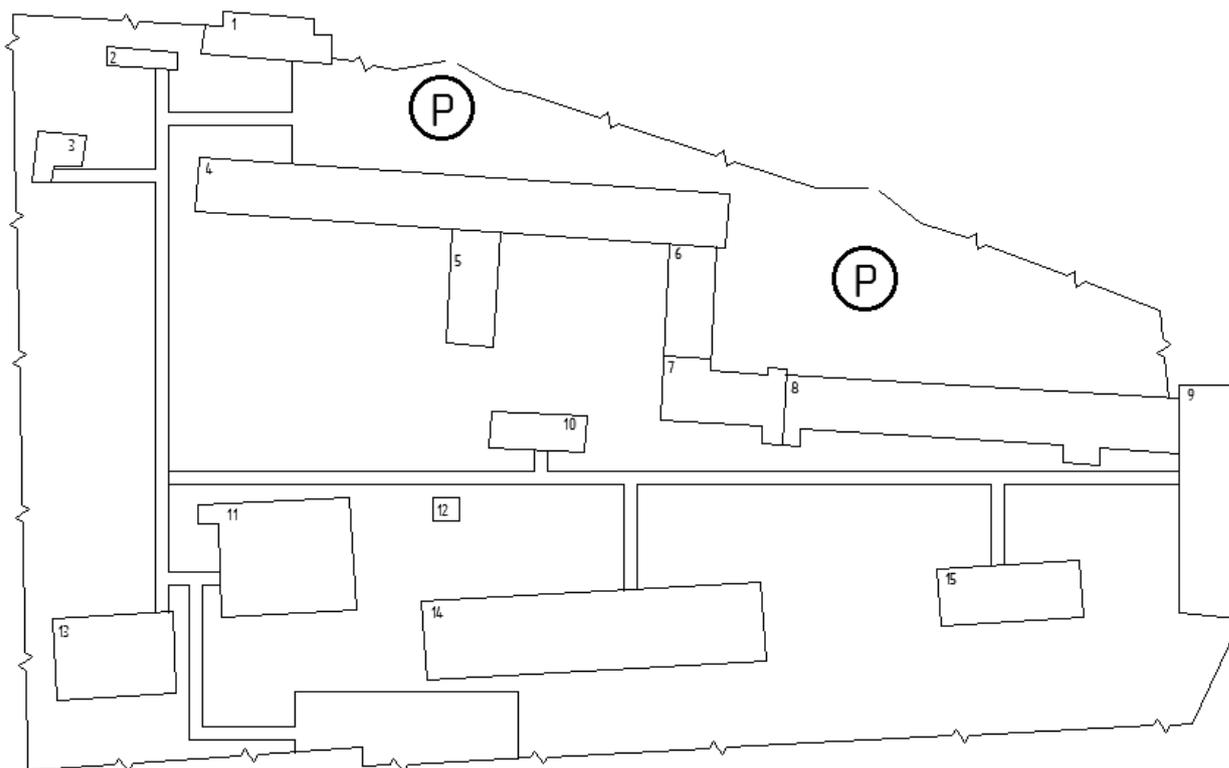


Рисунок 1 – План предприятия

Представлены «общие сведения о рыбоперерабатывающем заводе, включая его назначение, а также описание структуры предприятия, технологических процессов и условий эксплуатации. Кроме того, приведены характеристики цехов и план предприятия, которые детализируют расположение подразделений» [2] и их особенности. Эти данные позволили сформировать полное представление об объекте проектирования, став основой для дальнейшего анализа и разработки системы электроснабжения завода.

## 1.2 Расчет электрических нагрузок

Расчет электрических нагрузок является первым и определяющим этапом проектирования системы электроснабжения рыбоперерабатывающего завода, поскольку от точности этих данных зависит выбор оборудования, конфигурация сети и надежность энергоснабжения. Рыбоперерабатывающее производство характеризуется высокой энергоемкостью из-за использования

мощных морозильных установок, конвейерных линий и систем вентиляции, а также неравномерностью нагрузок в зависимости от режимов работы цехов.

Для оценки ожидаемых электрических нагрузок будем использовать метод упорядоченных диаграмм согласно РТМ 36.18.32.4–92 [21].

«В исходных данных заданы суммарные установленные мощности электроприемников по цехам, эффективное число использования электроприемников для низковольтной нагрузки.

Расчет начинается с определения низковольтных нагрузок по цехам, то есть мы должны определить расчетную мощность на сборных шинах 0,4 кВ цеховых трансформаторных подстанций» [21].

«Например, суммарная установленная мощность электроприемников напряжением 0,4 кВ рыбозаготовительного цеха  $P_{НОМ} = 231$  кВт, эффективное число электроприемников  $n_{Э} = 14$ , коэффициент использования по активной мощности  $K_{ИА} = 0,5$ ,  $\cos\varphi = 0,8$ ,  $\operatorname{tg}\varphi = 0,75$ .

Средняя активная и реактивная мощности цеха определяются по формулам:

$$P_C = n \cdot K_{ИА} \cdot P_{НОМ}; \quad (1)$$

$$Q_C = n \cdot K_{ИА} \cdot P_{НОМ} \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (2)$$

где  $P_{НОМ}$  – номинальная активная мощность группы однотипных электроприемников, кВт,

$n$  – число однотипных электроприемников подключенных к ШР» [21].

$$P_C = 0,5 \cdot 231 = 116 \text{ кВт};$$

$$Q_C = 116 \cdot 0,75 = 87 \text{ квар.}$$

«Расчетные активная и реактивная мощности определяются по формулам:

$$P_P = K_{PA} \cdot \sum_{i=1}^n K_{ИАi} \cdot P_{НОМi}, \quad (3)$$

$$Q_P = K_{PA} \cdot \sum_{i=1}^n K_{ИАi} \cdot P_{НОМi} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i, \quad (4)$$

где  $K_{PA}$  – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности, приводится в РТМ в зависимости от эффективного числа электроприемников и средневзвешенного коэффициента использования по активной мощности  $K_{PA}=f(n_{Э}, K_{ИА})$ » [21].

«Для рыбопереработочного цеха коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности принимается равным  $K_{PA}=0,85$ .

Расчетная активная мощность цеха от низковольтных электроприемников:

$$P_P = 0,85 \cdot 116 = 98 \text{ кВт},$$

расчетная реактивная мощность:

$$Q_P = 0,85 \cdot 87 = 74 \text{ квар}.$$

Чтобы получить полную расчетную мощность цеха, необходимо учесть осветительную нагрузку. Расчетная нагрузка осветительных электроприемников определяется по удельной осветительной нагрузке на единицу производственной поверхности пола с учетом коэффициента спроса» [21]:

$$P_{РОСВ} = K_{СОСВ} \cdot P_{УОСВ} \cdot F_{Ц}; \quad (5)$$

где  $K_{СОСВ}$  – «коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки;

$P_{УОСВ}$  – удельная осветительная нагрузка на  $1 \text{ м}^2$  производственной

поверхности пола цеха, Вт;

$F_{ц}$  – поверхность пола цеха, м<sup>2</sup>, определяется по генплану.

Расчетная реактивная мощность осветительной нагрузки

$$Q_{\text{РОСВ}} = P_{\text{РОСВ}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{РОСВ}}; \quad (6)$$

где  $\text{tg}\varphi_{\text{РОСВ}}$  – коэффициент реактивной мощности осветительной нагрузки» [21].

«Для рассматриваемого цеха  $F_{ц} = 250 \text{ м}^2$ ,  $K_{\text{СОСВ}} = 0,85$ ;  $P_{\text{УОСВ}} = 0,015 \text{ кВт/м}^2$ ;  $\text{tg}\varphi_{\text{РОСВ}} = 1$ .

$$P_{\text{РОСВ}} = 0,85 \cdot 0,015 \cdot 250 = 3 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{РОСВ}} = 3 \cdot 1 = 3 \text{ квар.}$$

Просуммировав расчетные мощности силовой и осветительной нагрузки, получим расчетные активную и реактивную нагрузки цеха и, следовательно, можем определить полную расчетную низковольтную нагрузку цеха  $S_P$ :

$$S_P = \sqrt{(P_P + P_{\text{РОСВ}})^2 + (Q_P + Q_{\text{РОСВ}})^2}; \quad (7)$$

$$S_P = \sqrt{(98 + 3)^2 + (74 + 3)^2} = 127 \text{ кВА.}$$

Аналогично рассчитываются электрические нагрузки остальных цехов, результаты расчета сведены в таблицу 2» [21].

Таблица 2 – Расчет электрических нагрузок по предприятию

Номер цеха	Наименование цехов и узлов СЭС	$n_{\Sigma}$	$P_{\Sigma}$ , кВт	$K_{иА}$	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	$P_C$ , кВт	$Q_C$ , квар	$K_{РА}$	$P_P$ , кВт	$Q_P$ , квар	$F_{Ц}$ , м <sup>2</sup>	$P_{уд}$ , кВт/м <sup>2</sup>	$K_{CO}$	$\cos\varphi_0$	$\operatorname{tg}\varphi_0$	$P_{PO}$ , кВт	$Q_{PO}$ , квар	$P_P+P_{PO}$ , кВт	$Q_P+Q_{PO}$ , квар	$S$ , кВА
1	Рыборазделочный цех	14	231	0,5	0,80	0,75	116	87	0,850	98	74	250	0,015	0,85	0,7	1	3	3	101	77	127
2	Гараж	5	185	0,3	0,60	1,33	56	74	1,000	56	74	75	0,010	0,70	0,7	1	1	1	56	75	93
3	Модульный цех холодного и горячего копчения рыбы	16	1856	0,7	0,80	0,75	1299	974	0,900	1169	877	132	0,010	0,85	0,7	1	1	1	1170	878	1463
4	Цех для переработки рыбы до 1000 кг в смену	86	2560	0,7	0,70	1,02	1792	1828	0,700	1254	1280	1625	0,010	0,85	0,7	1	14	14	1268	1294	1812
5	АБК	12	360	0,5	0,80	0,75	180	135	0,850	153	115	324	0,015	0,85	0,7	1	4	4	157	119	197
6	Модульный цех по фасовке красной икры	14	786	0,5	0,80	0,75	393	295	0,850	334	251	297	0,015	0,85	0,7	1	4	4	338	254	423
7	Модульный цех для сушки и вяления рыбы	85	2786	0,5	0,80	0,75	1393	1045	0,750	1045	784	420	0,015	0,85	0,7	1	5	5	1050	789	1313
8	Цех для переработки рыбы до 5000 кг в смену	66	3199	0,32	0,70	1,00	1018	1018	0,700	712	656	1488	0,010	0,85	0,7	1	13	13	725	668	986
9	Цех для переработки рыбы до 2000 кг в смену	65	2986	0,6	0,80	0,75	1792	1344	0,800	1433	1075	660	0,015	0,85	0,7	1	8	8	1442	1083	1803
10	Цех нарезки и упаковки продукции	23	1256	0,7	0,80	0,75	879	659	0,900	791	593	198	0,015	0,80	0,7	1	2	2	794	596	992
11	Столовая	16	95	0,5	0,85	0,62	48	29	0,850	40	25	891	0,015	0,80	0,7	1	11	11	51	36	62
12	Склад сырья	5	164	0,25	0,65	1,17	41	48	1,010	41	48	30	0,010	0,70	0,7	1	0,2	0,2	42	49	64
13	Склад	6	278	0,25	0,65	1,17	70	81	0,955	66	78	551	0,010	0,70	0,7	1	4	4	70	81	108
14	Энергоблок	18	1856	0,6	0,80	0,75	1114	835	0,900	1002	752	1480	0,015	0,85	0,7	1	19	19	1021	771	1279
15	Очистные сооружения	15	72	0,7	0,80	0,75	50	38	0,900	45	34	442	0,010	0,08	0,7	1	0,4	0,4	46	34	57
–	Освещение территории											32804	0,002	1,00	0,7	1	66	66	66	66	93
–	Итого по предприятию:	446	18670	0,55	0,77	0,83	10239	8490	–	8242	6714	41667	–	–	–	–	155	155	8397	6869	10848

В результате выполненных расчетов определена суммарная электрическая нагрузка рыбоперерабатывающего завода, составившая 8397 кВт, с учетом максимальных и средних значений для всех цехов. Полученные данные станут основой для выбора трансформаторов и проектирования системы электроснабжения в последующих разделах.

### 1.3 Расчет картограммы электрических нагрузок

Расчет картограммы электрических нагрузок представляет собой важный этап проектирования системы электроснабжения рыбоперерабатывающего завода, позволяющий визуализировать распределение мощности по территории предприятия и определить центры электрических нагрузок. Данный метод необходим для рационального размещения источника питания и оптимизации трассировки кабельных линий. Учитывая специфику завода – высокую концентрацию энергоемкого оборудования в цехах заморозки и переработки, а также неравномерность нагрузок по участкам, – картограмма помогает минимизировать потери электроэнергии и обеспечить сбалансированное энергоснабжение. Расчет выполняется на основе данных о нагрузках отдельных цехов и плана предприятия

«При этом радиус окружности и углы секторов для каждого цеха соответственно определяются по формулам:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{Pi}}{\pi \cdot m}}; \quad (8)$$

$$\alpha_{H/Bi} = 360 \cdot \frac{P_{H/Bi}}{P_{Pi}}; \quad (9)$$

$$\alpha_{OCBi} = 360 \cdot \frac{P_{OCBi}}{P_{Pi}}; \quad (10)$$

где  $P_{Pi}$ ,  $P_{H/Bi}$ ,  $P_{OCBi}$  – расчетные активные нагрузки соответственно всего

цеха, силовых электроприемников напряжением до 1 кВ и электрического освещения, кВт;

$m$  – масштаб площадей картограммы нагрузок, кВт/мм<sup>2</sup>» [7].

«Масштаб определим из условия, что радиус окружности, соответствующей минимальной расчетной нагрузке, был 5 мм. Тогда,

$$m = \frac{41,6}{\pi \cdot 5^2} = 0,53 \frac{\text{кВт}}{\text{мм}^2}.$$

Далее определяем радиусы окружностей и углы секторов для каждого цеха, результаты расчета сведены в таблицу 3.

Например, для рыбообделочного цеха из таблицы 2» [21]:

$$\begin{aligned} P_{\text{РН/В}} &= 98 \text{ кВт}; \\ P_{\text{РОСВ}} &= 4 \text{ кВт}; \\ P_{\text{Р}} &= P_{\text{РН/В}} + P_{\text{РОСВ}}; \\ P_{\text{Р}} &= 98 + 3 = 101 \text{ кВт}. \end{aligned} \tag{11}$$

Тогда:

$$\begin{aligned} R_i &= \sqrt{\frac{101}{\pi \cdot 0,53}} = 8 \text{ мм}; \\ \alpha_{\text{Н/В}i} &= 360 \cdot \frac{98}{101} = 349 \text{ град}; \\ \alpha_{\text{ОСВ}i} &= 360 \cdot \frac{3}{101} = 11 \text{ град}. \end{aligned}$$

Аналогично производится расчет для остальных цехов. Результаты расчета сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия

Наименование цехов	$P_p$ , кВт	$P_{PH/V}$ , кВт	$P_{PocB}$ , кВт	$R_i$ , мм	$\alpha_{ni}$	$\alpha_{oi}$
Рыборазделочный цех	101	98	3	8	349	11
Гараж	57	56	1	6	354	6
Модульный цех холодного и горячего копчения рыбы	1170	1169	1	27	360	0,3
Цех для переработки рыбы до 1000 кг в смену	1268	1254	14	28	356	4
АБК	157	153	4	10	351	9
Модульный цех по фасовке красной икры	338	334	4	14	356	4
Модульный цех для сушки и вяления рыбы	1050	1045	5	25	358	2
Цех для переработки рыбы до 5000 кг в смену	725	712	13	21	354	6
Цех для переработки рыбы до 2000 кг в смену	1442	1433	9	29	358	2
Цех нарезки и упаковки продукции	794	791	3	22	359	1
Столовая	51	40	11	6	285	75
Склад сырья	41,6	41,4	0,2	5	358	2
Склад	70	66	4	6	340	20
Энергоблок	1021	1002	19	25	353	7
Очистные сооружения	45,8	45,4	0,4	13	357	3
Итого по предприятию	8679	8588	92	–	–	–

При выборе местоположения распределительного пункта необходимо учитывать наличие места под его установку. Координаты распределительного пункта:  $x_{ц} = 180$  м,  $u_{ц} = 20$  м.

Выводы по разделу.

В первом разделе ВКР подготовлен фундамент для проектирования электроснабжения рыбоперерабатывающего завода.

Определена суммарная электрическая нагрузка рыбоперерабатывающего завода, составившая 8397 кВт, с учетом пиковых значений для морозильных установок и конвейеров. Установлены центры потребления мощности, что обеспечило визуализацию распределения нагрузок и выбор оптимальных точек подключения подстанций. Установлено месторасположение источника питания предприятия – распределительного пункта 10 кВ.

## 2 Проектирование системы электроснабжения завода

### 2.1 Выбор числа, мощности и типа трансформаторов

«Плотность электрической нагрузки цеха определяется по формуле:

$$\sigma = \frac{S_p}{F_{ц}}; \quad (12)$$

где  $S_p$  – расчетная электрическая нагрузка цеха, кВА;

$F_{ц}$  – площадь цеха, м<sup>2</sup>» [17].

«Принимается решение об объединении модульного цеха по фасовке красной икры ( $F_{ц} = 297 \text{ м}^2$ ,  $S_p = 423 \text{ кВА}$ ) и модульного цеха для сушки и вяления рыбы ( $F_{ц} = 420 \text{ м}^2$ ,  $S_p = 1313 \text{ кВА}$ ), цеховая ТП будет установлена в модульном цехе для сушки и вяления рыбы. Полная расчетная нагрузка цехов  $S_p = 1736 \text{ кВА}$ , категория по надежности электроснабжения – вторая. Плотность нагрузки» [17]:

$$\sigma = \frac{1736}{420} = 4,13 \frac{\text{кВА}}{\text{м}^2};$$

то есть в соответствии с [17] необходимо «принять единичную мощность трансформаторов 2500 кВА. В данном случае, выбранные трансформаторы будут не загружены. Для питания потребителей модульного цеха по фасовке красной икры и модульного цеха для сушки и вяления рыбы устанавливаем одну ТП с двумя трансформаторами мощностью 1000 кВА.

Количество трансформаторов одной подстанции зависит от категории электроприемников по надежности электроснабжения. Для питания потребителей I и II категорий применяются двухтрансформаторные подстанции с допустимым коэффициентом загрузки трансформаторов в нормальном режиме  $K_{зд}=0,7$  и  $K_{зд}=0,8$  соответственно, а для питания

потребителей III категории – однотономные ТП с  $K_{зд}=0,9$ » [17].

«Количество трансформаторов всех ТП цеха в равно:

$$N_0 = \frac{P_p}{K_{зд} \cdot S_{нт}}, \quad (13)$$

где  $P_p$  – расчетная активная нагрузка цеха, кВт;

$K_{зд}$  – допустимый коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме;

$S_{нт}$  – номинальная мощность трансформаторов ТП, кВА» [17].

«Принимается ближайшее большее целое число  $N$  трансформаторов. Выбор остальных ТП сведен в таблицу 4. При выборе трансформаторов цеховых ТП должна определяться наибольшая реактивная мощность  $Q_{1p}$ , которую трансформаторы могут пропустить из сети 10 кВ в сеть напряжением 0,4 кВ. Для цеха (группы цехов), в котором установлено  $M$  подстанций:

$$Q_{1p} = \sqrt{(n \cdot M \cdot K_{зд} \cdot S_{нт})^2 - P_p^2}, \quad (14)$$

где  $n$  – число трансформаторов цеховой трансформаторной подстанции;

$P_p$  – расчетная активная нагрузка цеха (группы цехов), кВт» [17].

«Величина  $Q_{1p}$  является расчетной, поэтому в общем случае реактивная нагрузка трансформаторов  $Q_1$  не равна ей:

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{1p}, & \text{если } Q_{1p} < Q_p; \\ Q_p, & \text{если } Q_{1p} \geq Q_p; \end{cases} \quad (15)$$

где  $Q_p$  – расчетная реактивная нагрузка цеха (группы цехов), квар.

При  $Q_{1p} < Q_p$  трансформаторы ТП не могут пропустить всю реактивную нагрузку, и поэтому часть ее должна быть скомпенсирована с помощью батарей конденсаторов, которые устанавливаются на стороне НН данной ТП.

Мощность этих конденсаторов будет равна» [17]:

$$Q_{\text{КУ}} = Q_{\text{P}} - Q_1. \quad (16)$$

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах определяются следующим образом:

$$K_{\text{ЗТН}} = \frac{\sqrt{P_{\text{P}}^2 + Q_1^2}}{n \cdot M \cdot S_{\text{НТ}}}, K_{\text{ЗТП}} = \frac{\sqrt{P_{\text{P}}^2 + Q_1^2}}{(n - 1) \cdot M \cdot S_{\text{НТ}}}. \quad (17)$$

«Для рассматриваемого примера:

$$Q_{1\text{P}} = \sqrt{(2 \cdot 1 \cdot 0,80 \cdot 1000)^2 - 1388^2} = 796 \text{ квар};$$

$$Q_1 = Q_{1\text{P}} = 796 \text{ квар, так как } Q_{1\text{P}} = 796 < Q_{\text{P}} = 1043 \text{ квар};$$

$$Q_{\text{КУ}} = 1043 - 796 = 247 \text{ квар}.$$

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах» [17]:

$$K_{\text{ЗТН}} = \frac{\sqrt{1388^2 + 796^2}}{2 \cdot 1 \cdot 1000} = 0,80,$$

$$K_{\text{ЗТП}} = \frac{\sqrt{1388^2 + 796^2}}{(2 - 1) \cdot 1 \cdot 1000} = 1,6,$$

«в случае аварии необходимо отключить потребителей третьей категории для того, чтобы коэффициент перегрузки стал равен допустимому 1,4.

Аналогичные расчеты для остальных ТП представлены в таблице 4.

Для определения расчетной нагрузки необходимо знать потери активной и реактивной мощности в трансформаторах цеховых ТП» [17]:

$$\Delta P_T = N \cdot (\Delta P_{XX} + K_{3H}^2 \cdot \Delta P_{K3}); \quad (18)$$

$$\Delta Q_T = N \cdot \left( \frac{I_{XX}, \%}{100} \cdot S_{HT} + K_{3H}^2 \cdot \frac{U_{K3}, \%}{100} \cdot S_{HT} \right); \quad (19)$$

где  $N$  – «число трансформаторов, установленных в цехе (группе цехов);

$\Delta P_{XX}$ ,  $\Delta P_{K3}$ ,  $I_{XX}$ ,  $U_{K3}$  – паспортные данные трансформаторов из» [25].

«Паспортные данные трансформатора ТМГ–1000–10/0,4:  $\Delta P_{XX} = 1,90$  кВт;  $\Delta P_{K3} = 10,8$  кВт;  $I_{XX} = 1,2$  %;  $U_{K3} = 5,5$  %.

Потери в трансформаторах

$$\Delta P_T = 2 \cdot (1,90 + 0,80^2 \cdot 10,8) = 18 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \left( \frac{1,2}{100} \cdot 1000 + 0,80^2 \cdot \frac{5,5}{100} \cdot 1000 \right) = 94 \text{ квар.}$$

Активная мощность, потребляемая трансформаторами» [17]:

$$P_p + \Delta P_T = 1388 + 18 = 1406 \text{ кВт};$$

«реактивная мощность, потребляемая трансформаторами,

$$Q_1 + \Delta Q_T = 796 + 94 = 890 \text{ квар};$$

полная мощность, потребляемая трансформаторами,

$$S_p = \sqrt{1406^2 + 890^2} = 1664 \text{ кВА.}$$

Аналогично рассчитываются потери в трансформаторах остальных ТП, результаты расчета сведены в таблицу 4» [17].



Продолжение таблицы 4

Номер цеха	Наименование цехов и узлов СЭС	К.Н.	P <sub>p</sub> , кВт	Q <sub>p</sub> , квар	S <sub>p</sub> , кВА	F <sub>ц</sub> , м <sup>2</sup>	δэт	S <sub>эт</sub> , кВА	Тип Тр, №ТП	S <sub>НОМТР</sub> , кВА	пт	Кзрдоп	Q <sub>1p</sub> , квар	Q <sub>1</sub> , квар	Q <sub>ку</sub> , квар	Кзтнорм	Кзтп/ав	ΔP <sub>xx</sub> , кВт	ΔP <sub>кз</sub> , кВт	I <sub>xx</sub> , %	U <sub>кз</sub> , %	ΔP <sub>т</sub> , кВт	ΔQ <sub>т</sub> , квар	P <sub>p</sub> +ΔP <sub>т</sub> , кВт	Q <sub>1</sub> +ΔQ <sub>т</sub> , квар	S <sub>p</sub> , кВА	
6	Модульный цех по фасовке красной икры	2	338	254	423	297	-	-	НРП4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	Модульный цех для сушки и вяления рыбы	2	1050	789	1313	420	-	-	ТП5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	Итого	-	1388	1043	1736	420	4,1	2500	ТМГ	1000	2	0,8	796	796	247	0,80	1,4*	1,90	10,8	1,2	5,5	18	94	1406	890	1664	
-	ТП№6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	Цех для переработки рыбы до 2000 кг в смену	2	1442	1083	1803	660	-	-	ТП6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	Итого	-	1442	1083	1803	660	2,7	2500	ТМГ	1000	2	0,8	694	694	389	0,80	1,4*	1,90	10,8	1,2	5,5	18	94	1459	788	1659	
-	ТП№7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	Цех для переработки рыбы до 5000 кг в смену	3	725	668	986	1488	-	-	ТП7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	Итого	-	725	668	986	1488	0,7	2500	ТМГ	1000	1	0,9	533	533	135	0,90	-	1,90	10,8	1,2	5,5	11	57	736	590	943	
-	ТП№8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	Цех нарезки и упаковки продукции	3	794	596	992	198	-	-	ТП8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	Итого	-	794	596	992	198	5,0	2500	ТМГ	1000	1	0,9	424	424	171	0,90	-	1,90	10,8	1,2	5,5	11	57	804	481	937	
																							113	604			

В таблице 4 1,4\* означает, что коэффициент достигается путем отключения нагрузки третьей категории

«В проекте предусмотрено питание некоторых цехов от соседней ТП, при этом в этих цехах установлены низковольтные распределительные пункты. При этом считается, что установка низковольтных распределительных пунктов в цехе экономически выгодна, если выполняется соотношение» [8]:

$$S_p \cdot l \leq 15000, \text{ кВА} \cdot \text{м};$$

где  $S_p$  – «полная расчетная нагрузка цеха, кВА;

$l$  – расстояние от НРП цеха до соседней ТП, м.

Проверка выполнения этого соотношения при установке низковольтных распределительных пунктов (НРП) представлена в таблице 5» [8].

Таблица 5 – Обоснование установки НРП

Номер цеховой ТП	Номер НРП	$S_p$ , кВт	$l$ , м	$S_p \cdot l$ , кВА · м
4	1	127	110	13970
4	2	93	80	7440
1	3	197	20	3940
5	4	423	15	6345
3	5	62	80	4960
3	6	64	80	5120
3	7	108	130	14040
3	8	57	250	14250

Выбранные трансформаторные подстанции и низковольтные распределительные пункты показаны на генеральном плане предприятия.

## 2.2 Расчет кабельных линий

«Сечение кабелей напряжением 6 кВ и 10 кВ определяются по экономической плотности тока и проверяется по допустимому току кабеля в

нормальном режиме работы с учетом условий его прокладки, по току перегрузки, потери напряжения в послеаварийном режиме и термической стойкости к токам короткого замыкания. Все результаты расчетов приведены в таблице 6. К прокладке принимаются кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена, так как они обладают рядом преимуществ, указанных в» [19].

«В качестве примера приведем расчет кабельной линии от ГПП до ТП–6 для варианта питания от питающей подстанции 110/10 кВ.

Расчетный ток в кабельной линии в нормальном режиме:

$$I_{PK} = \frac{S_{PK}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n_K}; \quad (20)$$

где  $S_{PK}$  – мощность, которая должна передаваться по кабельной линии в нормальном режиме, кВА.

$n_K$  – число запараллеленных кабелей в кабельной линии, в нашем случае  $n_K=1$ » [16].

$$I_{PK} = \frac{829}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 1} = 46 \text{ А.}$$

«Сечение кабельной линии, определяемое по экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = I_{PK} / j_{\text{э}}; \quad (21)$$

где  $j_{\text{э}}=1,7$  – экономическая плотность тока для кабелей с бумажной изоляцией и алюминиевыми жилами при числе часов использования максимума нагрузки  $T_M=6000$  ч/год» [18].

Таблица 6 – Расчет кабельных линий

Цех	Конечные пункты КЛ	P <sub>p</sub> , кВт	Q <sub>p</sub> , квар	S <sub>p</sub> , кВА	I <sub>рк</sub> , А	F <sub>э</sub> , мм <sup>2</sup>	F <sub>ст</sub> , мм <sup>2</sup>	Тип кабеля	пк	Способ прокл.	Нагрузка, А		I <sub>доп</sub> , А	Кл	Кт	Γ <sub>доп</sub> , А	Кав	Γ <sub>ав</sub> , А	L, км	r <sub>0</sub> , Ом/км	x <sub>0</sub> , Ом/км	ΔU, %
											норм реж.	п/а реж.										
Кабельные линии 10 кВ																						
–	ПС–РП	4255	3736	5663	156	92	185	АПвП–10	4	траншея	156	311	385	0,8	1,00	308	1,25	385	3,00	0,167	0,077	0,75
4	РП–ТП1	1447	1212	1887	104	61	70	АПвП–10	1	траншея	104	–	221	0,8	1,00	177	–	–	0,27	0,443	0,086	0,20
4	ТП1–ТП2	723	606	944	52	31	35	АПвП–10	1	лоток	52	–	140	1	1,00	140	–	–	0,15	0,890	0,095	0,11
14	РП–ТП3	624	533	820	45	27	25	АПвП–10	2	траншея	45	90	115	0,9	1,00	104	1,25	129	0,10	1,24	0,099	0,04
3	РП–ТП4	673	494	834	46	27	25	АПвП–10	2	траншея	46	92	115	0,9	1,00	104	1,25	129	0,46	1,24	0,099	0,20
7	РП–ТП5	703	445	832	46	27	25	АПвП–10	2	траншея	46	91	115	0,78	1,00	90	1,25	112	0,30	1,24	0,099	0,14
9	РП–ТП6	730	394	829	46	27	25	АПвП–10	2	траншея	46	91	115	0,85	1,00	98	1,25	122	0,45	1,24	0,099	0,21
8	ТП8–ТП7	736	590	943	52	30	35	АПвП–10	1	траншея	52	–	140	0,85	1,00	119	–	–	0,20	0,890	0,095	0,14
10	РП–ТП8	1540	1071	1876	103	61	70	АПвП–10	1	траншея	103	–	221	0,78	1,00	172	–	–	0,23	0,443	0,086	0,18
Кабельные линии 6 кВ																						
–	ПС–РП	4255	3736	5663	173	102	185	АПвП–6	6	траншея	173	346	385	0,8	1,00	308	1,25	385	3,00	0,167	0,073	0,49
4	РП–ТП1	1447	1212	1887	173	102	95	АПвП–6	1	траншея	173	–	255	0,78	1,00	199	–	–	0,27	0,326	0,078	0,15
4	ТП1–ТП2	723	606	944	86	51	50	АПвП–6	1	лоток	86	–	185	0,78	1,00	144	–	–	0,15	0,62	0,083	0,07
14	РП–ТП3	624	533	820	75	44	50	АПвП–6	2	траншея	75	150	170	0,9	1,00	153	1,25	191	0,10	0,62	0,083	0,02
3	РП–ТП4	673	494	834	76	45	50	АПвП–6	2	траншея	76	153	170	0,9	1,00	153	1,25	191	0,46	0,62	0,083	0,11
7	РП–ТП5	703	445	832	76	45	50	АПвП–6	2	траншея	76	152	170	0,78	1,00	133	1,25	166	0,30	0,62	0,083	0,07
9	РП–ТП6	730	394	829	76	45	50	АПвП–6	2	траншея	76	152	170	0,85	1,00	145	1,25	181	0,45	0,62	0,083	0,11
8	ТП8–ТП7	736	590	943	86	51	50	АПвП–6	1	траншея	86	–	170	0,85	1,00	145	–	–	0,20	0,62	0,083	0,10
10	РП–ТП8	1540	1071	1876	172	101	95	АПвП–6	1	траншея	172	–	255	0,78	1,00	199	–	–	0,23	0,326	0,078	0,13
Кабельные линии 0,4 кВ																						
1	ТП4–НРП1	51	38	64	92	–	70	АПвБШв	2	траншея	92	184	221	0,85	1,00	188	1,25	235	0,11	0,443	0,086	0,89
2	ТП4–НРП2	56	75	93	135	–	50	АПвБШв	1	траншея	135	–	175	0,85	1,00	149	–	–	0,08	0,620	0,090	2,07

Продолжение таблицы 6

Цех	Конечные пункты КЛ	P <sub>р</sub> , кВт	Q <sub>р</sub> , квар	S <sub>р</sub> , кВА	I <sub>рк</sub> , А	F <sub>э</sub> , мм <sup>2</sup>	F <sub>ст</sub> , мм <sup>2</sup>	Тип кабеля	пк	Способ прокл.	Нагрузка, А		I <sub>доп</sub> , А	Кл	Кт	Г <sub>доп</sub> , А	Кав	Г <sub>ав</sub> , А	L, км	r <sub>0</sub> , Ом/км	x <sub>0</sub> , Ом/км	ΔU, %
											норм реж.	п/а реж.										
5	ТП1–НРП3	157	119	197	284	–	120	АПвБбШв	1	лоток	284	–	295	1	1,00	295	–	–	0,02	0,258	0,081	0,63
6	ТП5–НРП4	169	127	211	153	–	185	АПвБбШв	4	лоток	153	305	385	0,9	1,00	347	1,25	433	0,02	0,167	0,077	0,09
11	ТП3–НРП5	26	18	31	45	–	25	АПвБбШв	2	траншея	45	90	115	0,85	1,00	98	1,25	122	0,08	1,24	0,099	0,84
12	ТП3–НРП6	42	49	64	92	–	25	АПвБбШв	1	траншея	92	–	115	1	1,00	115	–	–	0,08	1,24	0,099	2,82
13	ТП3–НРП7	70	81	108	155	–	70	АПвБбШв	1	траншея	155	–	221	0,85	1,00	188	–	–	0,13	0,62	0,09	4,13
15	ТП3–НРП8	23	17	29	41	–	25	АПвБбШв	2	траншея	41	83	115	0,9	1,00	104	1,25	129	0,25	1,24	0,099	2,35

$$F_{\text{Э}} = 46 / 1,7 = 27 \text{ мм}^2.$$

«Выбирается кабель типа АПвП–10–3х25, длительно допустимый ток согласно» [18]  $I_{\text{доп}}=115 \text{ А}$ .

«Допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{доп}}' = K_{\text{П}} \cdot K_{\text{т}} \cdot I_{\text{доп}}; \quad (22)$$

где  $K_{\text{П}}$  – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей, в нашем случае  $K_{\text{П}}=0,85$  при прокладке в траншее;

$K_{\text{т}}$  – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель, при прокладке кабелей в земле и нормированной температуре алюминиевых жил с изоляцией из сшитого полиэтилена  $80^{\circ}\text{С}$  и температуре почвы  $15^{\circ}\text{С}$   $K_{\text{т}}=1,00$ » [18].

$$I_{\text{доп}}' = 0,85 \cdot 1,00 \cdot 115 = 98 \text{ А}.$$

«Проверим кабель по допустимому току в нормальном режиме работы:

$$I_{\text{доп}}' = 98 \text{ А} > I_{\text{РК}} = 46 \text{ А}.$$

Под послеаварийным режимом кабельной линии будем понимать режим, когда выходит из строя одна из двух кабельных линий, питающих потребители первой и второй категорий. При этом нагрузка на линию удваивается, то есть» [18]

$$I_{\text{АВ}} = 2 \cdot I_{\text{РК}}; \quad (23)$$

$$I_{\text{АВ}} = 2 \cdot 46 = 92 \text{ А}.$$

«Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме

$$I_{AB}' = K_{AB} \cdot I_{доп}', \text{ A}; \quad (24)$$

где  $K_{AB}$  – коэффициент перегрузки, определяется по ПУЭ в зависимости от коэффициента предварительной нагрузки» [18]:

$$K_3 = I_{PK} / I_{доп}'; \quad (25)$$

$$K_3 = 46 / 98 = 0,47;$$

тогда  $K_{AB}=1,25$

$$I_{AB}' = 1,25 \cdot 98 = 122 \text{ A.}$$

«Осуществляется проверка по току перегрузки:

$$I_{AB}'=122 \text{ A} > I_{AB}=46 \text{ A},$$

а значит выбранный кабель проходит проверку» [14].

«Потеря напряжения в кабельной линии в послеаварийном режиме определяется по формуле:

$$\Delta U = \frac{P_P \cdot r_0 \cdot l + Q_P \cdot x_0 \cdot l}{n_K \cdot U_H^2} \cdot 100 \% \leq U_{доп} = 5\%; \quad (26)$$

где  $P_P, Q_P$  – расчетные активная и реактивная нагрузки кабеля;

$r_0, x_0$  – удельные активное и индуктивное сопротивления кабеля, Ом/км» [2];

$l$  – длина кабельной линии, км.

Для рассматриваемой кабельной линии АПвП–10–3х25  $r_0=1,24$  Ом/км,  $x_0=0,099$  Ом/км,  $l=0,45$  км, тогда

$$\Delta U = \frac{730 \cdot 1,24 \cdot 0,45 + 394 \cdot 0,099 \cdot 0,45}{1 \cdot 10^2 \cdot 10^3} \cdot 100 \% = 0,21\% \leq U_{\text{доп}} = 5\%.$$

Аналогично рассчитываются остальные кабельные линии, результаты расчета представлены в таблице 6.

Кабели напряжением 6 и 10 кВ схемы внутреннего электроснабжения проверяются на термическую стойкость к токам КЗ. На данном этапе расчета возможно проверить только питающие кабельные линии от питающей подстанции 110/10 кВ и от питающей подстанции 110/6 кВ до РП предприятия.

«Термически стойкое сечение для кабельных линий ГПП–РП определим по выражению:

$$F_{\text{ТС}} = \frac{\sqrt{B_{\text{К}}}}{C}; \quad (27)$$

где  $C$  – коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля,  $A \cdot c^{0,5} / \text{мм}^2$ » [3];

$B_{\text{К}}$  – тепловой импульс тока КЗ, определяемый по формуле

$$B_{\text{К}} = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_{\text{А}}); \quad (28)$$

где  $I_{\text{ПО}}$  – ток короткого замыкания на стороне 10 кВ питающей подстанции 110/10 кВ,  $I_{\text{ПО}} = 10,8$  кА, ток короткого замыкания на стороне 6 кВ питающей подстанции 110/6 кВ,  $I_{\text{ПО}} = 13,4$  кА;

$t_{\text{отк}}$  – «время от начала короткого замыкания до его отключения, с:

$$t_{\text{отк}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{ов}}; \quad (29)$$

где  $t_{\text{рз}}$  – время действия релейной защиты, принимаем  $t_{\text{рз}} = 0,5$  с;

$t_{\text{ов}}$  – полное время отключения выключателя,  $t_{\text{ов}} = 0,07$  с» [14].

$$t_{\text{отк}} = 0,5 + 0,07 = 0,57 \text{ с};$$

при питании предприятия от питающей подстанции 110/10 кВ

$$B_K = 10,8^2 \cdot (0,57 + 0,12) = 80,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$F_{TC} = \frac{\sqrt{80,5 \cdot 10^6}}{100} = 89,7 \text{ мм}^2;$$

так как принятое сечение кабеля больше термически стойкого, то оставляем рассчитанное сечение. Таким образом, для питания завода от питающей подстанции 110/10 кВ принимается кабель 4хАПВП–10–3х185.

При питании предприятия от питающей подстанции 110/6 кВ:

$$B_K = 13,4^2 \cdot (0,57 + 0,12) = 123,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$F_{TC} = \frac{\sqrt{123,9 \cdot 10^6}}{100} = 111,3 \text{ мм}^2;$$

так как принятое сечение кабеля больше термически стойкого, то оставляем рассчитанное сечение. Таким образом, для питания завода от питающей подстанции 110/6 кВ принимается кабель 6хАПВП–10–3х185.

### **2.3 Расчет токов короткого замыкания**

«Расчет токов короткого замыкания производится с помощью типовых кривых. Достаточно рассмотреть ток трехфазного короткого замыкания в характерных точках СЭС предприятия и определить периодическую составляющую этого тока для наиболее тяжелого режима работы сети. Учет аperiodической составляющей производится приближенно, допускается, что она имеет максимальное значение в рассматриваемой точке электрической сети. Так как мощность короткого замыкания энергосистемы в месте присоединения питающей предприятие линии значительно превышает

мощность, потребляемую предприятием, то допускается периодическую составляющую тока короткого замыкания от энергосистемы принимать неизменной во времени:  $I_K = I_{\text{ПО}} = I_{\text{Пт}}$  [7].

Для расчета токов короткого замыкания составим расчетную электрическую схему, приведённую на рисунке 2.

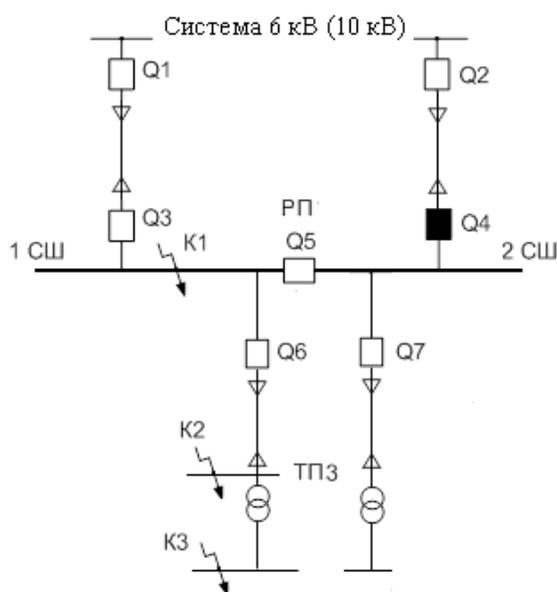


Рисунок 2 – Расчетная электрическая схема СЭС предприятия для расчета токов КЗ

«При выборе расчетной схемы для определения токов короткого замыкания рассчитывается режим, при котором воздействие токов короткого замыкания на систему электроснабжения является наиболее тяжелым. Это режим, когда она из питающих линий от питающей подстанции 110/10 кВ либо от питающей подстанции 110/6 кВ до РП завода отключена для проведения профилактических мероприятий или аварийного ремонта и включен секционный выключатель в распределительном пункте, то есть все электроприемники питаются по одной линии.

Для расчета токов КЗ по схеме электроснабжения предприятия составляется схема замещения, приведенная на рисунке 3» [7].

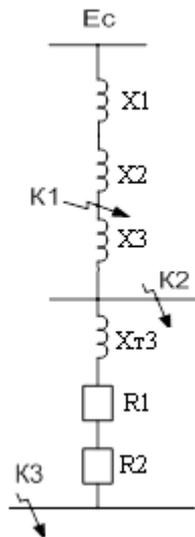


Рисунок 3 – Схема замещения для расчета токов КЗ

«Найдем параметры схемы замещения в относительных единицах при  $S_B = 1000$  МВА и принимая за базисное напряжение той ступени, на которой произошло короткое замыкание, для сети 6 кВ  $U_{B1} = 6,3$  кВ» [7], для сети 10 кВ  $U_{B2} = 10,5$  кВ, для сети 0,4 кВ  $U_{B3} = 0,4$  кВ.

Сопротивление системы в относительных единицах:

$$x_1 = x_c = \frac{S_B}{S_{КЗС}}; \quad (30)$$

где  $S_{КЗС}$  – мощность КЗ на шинах питающей подстанции, МВА.

$$S_{КЗС} = \sqrt{3} \cdot U_{ср.н} \cdot I_{ПО}; \quad (31)$$

где  $I_{ПО}$  – ток КЗ на стороне 10 кВ питающей подстанции 110/10 кВ, принимается  $I_{ПО} = 10,8$  кА, ток КЗ на стороне 6 кВ питающей подстанции 110/6 кВ, принимается  $I_{ПО} = 13,4$  кА;

$U_{ср.н}$  – средненоминальное напряжение, на стороне 10 кВ питающей подстанции 110/10 кВ,  $U_{ср.н} = 10,5$  кВ, на стороне 6 кВ питающей подстанции 110/6 кВ,  $U_{ср.н} = 6,3$  кВ;

при питании от питающей подстанции 110/10 кВ

$$S_{\text{кзс}} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10,8 = 196,2 \text{ МВА};$$

$$x_1 = \frac{1000}{196,2} = 5,097;$$

при питании от питающей подстанции 110/6 кВ

$$S_{\text{кзс}} = \sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 13,4 = 146,0 \text{ МВА};$$

$$x_1 = \frac{1000}{146,0} = 6,847.$$

Сопротивление кабельной линии от питающей подстанции до РП завода:

$$x_2 = \frac{x_0 \cdot l}{n_{\text{ц}}} \cdot \frac{S_6}{U_6^2}; \quad (32)$$

где  $n_{\text{ц}}$  – число цепей в кабельной линии;

при питании от питающей подстанции 110/10 кВ

$$x_2 = \frac{0,167 \cdot 3}{2} \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 2,272.$$

при питании от питающей подстанции 110/6 кВ

$$x_2 = \frac{0,167 \cdot 2}{3} \cdot \frac{1000}{6,3^2} = 2,806.$$

Определим ток короткого замыкания в точке  $K_1$ .

Базисный ток:

$$I_B = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}; \quad (33)$$

$$I_{B1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55,05 \text{ кА};$$

$$I_{B2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,75 \text{ кА}.$$

Начальное значение тока короткого замыкания в точке К<sub>1</sub>:

$$I_{K1} = I_{П0} = I_{Пт} = \frac{I_B}{x_1 + x_2}; \quad (34)$$

при питании от питающей подстанции 110/10 кВ

$$I_{K1} = I_{П0} = I_{Пт} = \frac{55,05}{5,097 + 2,272} = 7,5 \text{ кА};$$

при питании от питающей подстанции 110/6 кВ

$$I_{K1} = I_{П0} = I_{Пт} = \frac{91,75}{6,847 + 2,806} = 9,5 \text{ кА}.$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K1}; \quad (35)$$

где  $K_y = 1,92$  согласно [20],

при питании от питающей подстанции 110/10 кВ

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 7,5 = 20,4 \text{ кА};$$

при питании от питающей подстанции 110/6 кВ

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 9,5 = 25,8 \text{ кА.}$$

Мощность короткого замыкания

$$S_{кз1} = \sqrt{3} \cdot U_B \cdot I_{к1}; \quad (36)$$

при питании от питающей подстанции 110/10 кВ

$$S_{кз1} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 7,5 = 136,2 \text{ МВА};$$

при питании от питающей подстанции 110/6 кВ

$$S_{кз1} = \sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 9,5 = 103,5 \text{ МВА.}$$

Для определения токов короткого замыкания на стороне ВН цеховых трансформаторных подстанций необходимо проверить выбранные кабельные линии на «термическую стойкость к токам КЗ. Термически стойкое сечение для кабельных линий РП–ТП равно:

$$F_{ТС} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}; \quad (37)$$

где  $C$  – коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля,  $A \cdot c^{0,5}/mm^2$  [7];

$B_K$  – тепловой импульс тока КЗ, определяемый по формуле

$$B_K = I_{к1}^2 \cdot (t_{отк} + T_A); \quad (38)$$

где  $t_{отк}$  – время от начала КЗ до его отключения, с,

$$t_{\text{отк}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{ов}}; \quad (39)$$

где  $t_{\text{рз}}$  – время действия релейной защиты, принимаем  $t_{\text{рз}} = 0,5$  с;

$t_{\text{ов}}$  – полное время отключения выключателя,  $t_{\text{ов}} = 0,07$  с» [7],

$$t_{\text{отк}} = 0,5 + 0,07 = 0,57 \text{ с},$$

при питании от питающей подстанции 110/10 кВ

$$W_{\text{к}} = 7,5^2 \cdot (0,57 + 0,12) = 38,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$F_{\text{ТС}} = \frac{\sqrt{38,8 \cdot 10^6}}{100} = 62,3 \text{ мм}^2;$$

при питании от питающей подстанции 110/6 кВ

$$W_{\text{к}} = 9,5^2 \cdot (0,57 + 0,12) = 62,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$F_{\text{ТС}} = \frac{\sqrt{62,3 \cdot 10^6}}{100} = 78,9 \text{ мм}^2.$$

В таблице 7 записаны все кабели, для которых производится увеличение площади сечения, выбранной по условиям нормального и утяжеленного режимов работы, до термически устойчивого сечения с указанием удельных сопротивлений.

Таблица 7 – Термически устойчивые сечения кабелей

Начало и конец кабельной линии	Прежняя площадь сечения кабеля, мм <sup>2</sup>	Площадь термически устойчивого сечения кабеля, мм <sup>2</sup>	Тип и площадь сечения нового кабеля	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км
Кабельные линии 10 кВ (при питании от питающей подстанции 110/10 кВ)					
РП–ТП1	70	70	АПвП–10–3х70	0,443	0,086
ТП1–ТП2	35	70	АПвП–10–3х70	0,443	0,086
РП–ТП3	25	70	АПвП–10–3х70	0,443	0,086
РП–ТП4	25	70	АПвП–10–3х70	0,443	0,086
РП–ТП5	25	70	АПвП–10–3х70	0,443	0,086

Продолжение таблицы 7

Начало и конец кабельной линии	Прежняя площадь сечения кабеля, мм <sup>2</sup>	Площадь термически устойчивого сечения кабеля, мм <sup>2</sup>	Тип и площадь сечения нового кабеля	г <sub>0</sub> , Ом/км	х <sub>0</sub> , Ом/км
РП–ТП6	25	70	АПвП–10–3х70	0,443	0,086
ТП8–ТП7	35	70	АПвП–10–3х70	0,443	0,086
РП–ТП8	70	70	АПвП–10–3х70	0,443	0,086
Кабельные линии 6 кВ (при питании от питающей подстанции 110/6 кВ)					
РП–ТП1	95	95	АПвП–6–3х95	0,326	0,078
ТП1–ТП2	50	95	АПвП–6–3х95	0,326	0,078
РП–ТП3	50	95	АПвП–6–3х95	0,326	0,078
РП–ТП4	50	95	АПвП–6–3х95	0,326	0,078
РП–ТП5	50	95	АПвП–6–3х95	0,326	0,078
РП–ТП6	50	95	АПвП–6–3х95	0,326	0,078
ТП8–ТП7	50	95	АПвП–6–3х95	0,326	0,078
РП–ТП8	95	95	АПвП–6–3х95	0,326	0,078

Ток КЗ на стороне высокого напряжения цеховых ТП определяется для ТП–3 так как длина линии от РП до ТП–3 минимальная, а значит значение тока КЗ будет максимальным для всех ТП. Так как при выборе оборудования предприятия необходимо стремиться к его однотипности, то для всех остальных ТП будет выбрано аналогичное оборудование.

Сопrotивление кабельных линий от РП завода до ТП 3 определяется по формуле:

$$x_3 = \frac{x_0 \cdot l}{n_{ц}} \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2}; \quad (40)$$

где  $n_{ц}$  – число цепей в кабельной линии,  $n_{ц} = 1$ ;

при питании от питающей подстанции 110/10 кВ

$$x_3 = \frac{0,443 \cdot 0,1}{1} \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,402;$$

при питании от питающей подстанции 110/6 кВ

$$x_3 = \frac{0,326 \cdot 0,1}{1} \cdot \frac{1000}{6,3^2} = 0,821.$$

Определим ток короткого замыкания в точке К<sub>2</sub>.

Начальное значение тока короткого замыкания в точке К<sub>2</sub>:

$$I_{K2} = I_{П0} = I_{Пт} = \frac{I_B}{x_1 + x_2 + x_3}; \quad (41)$$

при питании от питающей подстанции 110/10 кВ

$$I_{K2} = I_{П0} = I_{Пт} = \frac{55,05}{5,097 + 2,272 + 0,402} = 7,1 \text{ кА};$$

при питании от питающей подстанции 110/6 кВ

$$I_{K2} = I_{П0} = I_{Пт} = \frac{91,75}{6,847 + 2,806 + 0,821} = 8,8 \text{ кА}.$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K2}; \quad (42)$$

где  $K_y = 1,92$  согласно [20].

при питании от питающей подстанции 110/10 кВ

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 7,1 = 19,2 \text{ кА};$$

при питании от питающей подстанции 110/6 кВ

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 8,8 = 23,9 \text{ кА.}$$

Мощность короткого замыкания:

$$S_{кз2} = \sqrt{3} \cdot U_B \cdot I_{к2}; \quad (43)$$

при питании от питающей подстанции 110/10 кВ

$$S_{кз2} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 7,1 = 129,0 \text{ МВА};$$

при питании от питающей подстанции 110/6 кВ

$$S_{кз2} = \sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 8,8 = 98,9 \text{ МВА.}$$

«Точку  $K_3$  полагаем расположенной на шинах ТП–3 энергоблока. Суммарное сопротивление системы до трансформатора цеховой ТП (ТП – 3) принимаем равным нулю. В сети напряжением ниже 1000 В необходимо учитывать реактивные и активные сопротивления.

Полное сопротивление трансформатора ЦТП» [7]:

$$z_1 = z_{Т3} = \frac{U_{к3}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{HT}}; \quad (44)$$

$$z_1 = z_{Т3} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{1000} = 55,0;$$

активное сопротивление трансформатора

$$r_1 = r_{Т3} = \Delta P_{к3} \cdot \frac{S_B}{S_{HT}^2}; \quad (45)$$

$$r_1 = r_{T3} = 10,8 \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{1000^2} = 10,8;$$

индуктивное сопротивление трансформатора

$$x_{T3} = \sqrt{z_{T3}^2 - r_{T3}^2}; \quad (46)$$

$$x_{T3} = \sqrt{55,0^2 - 10,8^2} = 53,93.$$

«Согласно ГОСТ 28249-93 для РУ ЦТП переходное сопротивление контактов равно  $r_K=0,015$  Ом. Данное сопротивление переводим в относительные единицы» [6]:

$$r_2 = r_{K*} = \frac{r_K}{r_B} = r_K \cdot \frac{S_B}{U_B^2}; \quad (47)$$

$$r_2 = 0,015 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 93,75.$$

Суммарное активное сопротивление

$$r_{\Sigma} = r_1 + r_2; \quad (48)$$

$$r_{\Sigma} = 10,8 + 93,75 = 104,55;$$

суммарное индуктивное сопротивление

$$x_{\Sigma} = x_{T3} = 55,0;$$

полное сопротивление

$$z_{\Sigma K3} = \sqrt{x_{\Sigma}^2 + r_{\Sigma}^2}; \quad (49)$$

$$z_{\Sigma K3} = \sqrt{55,0^2 + 104,55^2} = 118,13.$$

Мощность короткого замыкания в точке К<sub>3</sub>:

$$S_{K33} = S_B / z_{\Sigma}; \quad (50)$$

$$S_{K33} = 1000 / 118,13 = 8,5 \text{ МВА.}$$

Ток КЗ при базисном напряжении  $U_B=0,4$  кВ найдем по формуле:

$$I_{K3} = I_{П0} = I_{Пт} = \frac{S_{K34}}{\sqrt{3} \cdot U_{B2}}; \quad (51)$$

$$I_{K3} = I_{П0} = I_{Пт} = \frac{8,5}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 12,3 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K3}. \quad (52)$$

Ударный коэффициент  $K_y$  необходимо принять согласно [20],  $K_y = 1,6$ .

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 12,3 = 27,7 \text{ кА.}$$

Результаты расчетов по всем точкам КЗ представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка	Напряжение $U_{CP}$ расчетной точки, кВ	Токи, кА			Мощность КЗ ступени, МВА
		$I_{П,0}$	$I_{Пт}$	$i_{уд}$	
Точка К1	10,5	7,5	7,5	20,4	136,2
Точка К1	6,3	9,5	9,5	25,8	103,5
Точка К2	10,5	7,1	7,1	19,2	129,0
Точка К2	6,3	8,8	8,8	23,9	98,9
Точка К3	0,4	12,3	12,3	27,7	8,5

Далее на основании рассчитанных токов КЗ выполняется выбор электрооборудования предприятия.

Расчёт токов короткого замыкания для системы электроснабжения рыбоперерабатывающего завода выполнен с целью определения максимальных токов КЗ в ключевых точках сети (ГПП, РУ-10 кВ, цеховые подстанции) для выбора оборудования, настройки релейной защиты и обеспечения безопасности эксплуатации. На основе анализа нагрузок, параметров сети (напряжение, мощность трансформаторов, длины и сечения кабелей) и конфигурации схемы (радиальная с резервированием) определены значения токов трехфазного КЗ. Расчёты подтвердили достаточную коммутационную способность оборудования и правильность настройки релейной защиты для селективного отключения при аварийных режимах. Учтены особенности эксплуатации (влажная среда, коррозия), что повлияло на выбор аппаратуры с повышенной степенью защиты. Результаты расчётов обеспечивают надежность и безопасность работы системы электроснабжения завода, соответствуя требованиям ПУЭ и отраслевых стандартов.

## **2.4 Внешнее электроснабжение предприятия**

Схема внешнего электроснабжения рыбоперерабатывающего завода должна обеспечивать надежное, бесперебойное питание с учетом высокой энергоемкости оборудования, специфики производства (влажная среда, низкие температуры) и требований к безопасности.

Схема внешнего электроснабжения представлена на рисунке 4 [13].

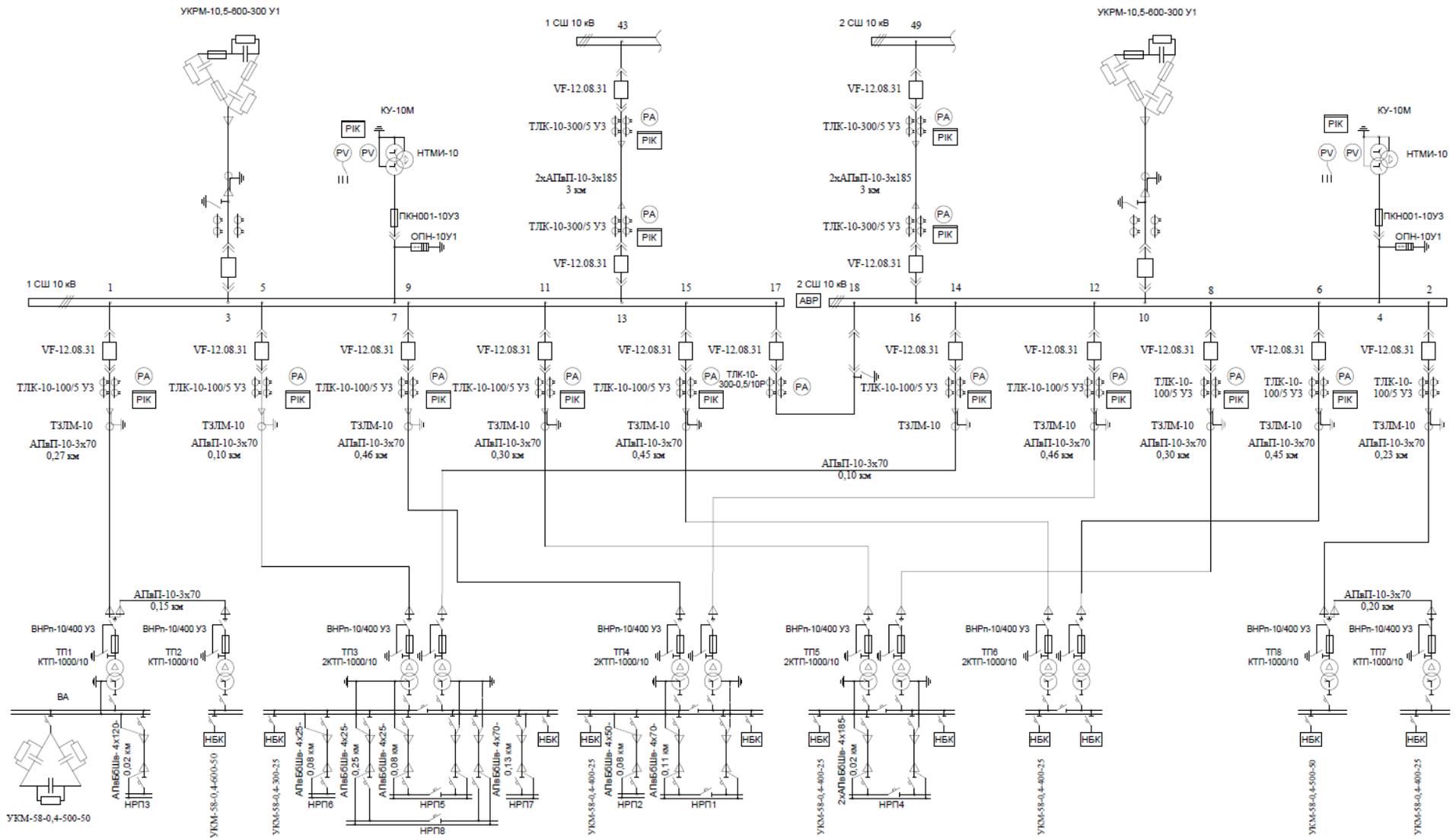


Рисунок 4 – Схема питания от питающей подстанции 110/10 кВ

## 2.5 Выбор электрооборудования системы электроснабжения предприятия

Выбор ячеек комплектного распределительного устройства РП.

Распределительное устройство РП выполняется комплектным из шкафов серии К–104М для внутренней установки. Принято решение устанавливать ячейки К–104М, так как у данного шкафа есть разделение на модульные отсеки с изоляционными перегородками (что обеспечивает локализацию возможной аварии). Способность локализовать дугу в пределах отсека, наличие выкатного элемента обуславливает существенно большую безопасность (отсутствие несчастных случаев) для эксплуатации при обслуживании ячеек «КРУ в сравнении с КСО. Шкаф К–104М комплектуется вакуумными выключателями типа VF–12, встроенными разъединителями втычного типа, сборными шинами и трансформаторами тока типа ТЛК–10.

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные ячеек КРУ представлены в таблице 9» [11].

Таблица 9 – Выбор ячеек КРУ ГПП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные К–104М
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$u_{уст}=10$ кВ	$u_{ном}=10$ кВ
$I_{ном} \geq I_{раб.утяж}$	$I_{утяж ГПП}=312$ А	$I_{ном}=3150$ А
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{уд}=20,4$ кА	$i_{дин}=40$ кА
$I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$	$B_K = 38,8$ кА <sup>2</sup> ·с	$I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР} = 100^2 \cdot 3 = 30000$ кА <sup>2</sup> ·с

Выбор выключателей КРУ.

Выключатели выбираются по следующим условиям.

По номинальному напряжению

$$U_{ном} \geq U_{уст}; \quad (53)$$

По номинальному току

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.утяж}}; \quad (54)$$

где  $I_{\text{раб.утяж}}$  – рабочий ток выключателя в тяжелом режиме;

«По номинальному току отключения выключателя

$$I_{\text{ном.откл.}} \geq I_{\text{П,}\tau}; \quad (55)$$

где  $I_{\text{ном.откл.}}$  – номинальный ток отключения выключателя, кА,

$I_{\text{П,}\tau}$  – действующее значение периодической составляющей тока КЗ в момент расхождения контактов выключателя  $\tau$ , кА.

По данным условиям принимаем в ячейках КРУ типа К–104М элегазовые выключатели типа VF–12 с собственным временем отключения  $t_{\text{СВ}}=0,06$  с и полным временем отключения  $t_{\text{ОВ}}=0,08$  с» [4].

«После выбора выключателя следует провести ряд проверок.

Проверка возможности отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{\text{А,ном}} \geq i_{\text{А,}\tau}; \quad (56)$$

где  $i_{\text{А,}\tau}$  – амплитудное значение апериодической составляющей тока КЗ в момент расхождения контактов выключателя  $\tau$ , определяем по выражению

$$i_{\text{А,}\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П,0}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{А}}}}; \quad (57)$$

где  $T_{\text{А}}$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей, согласно» [5]  $T_{\text{А}}=0,012$  с;

$\tau$  – «время от возникновения КЗ до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов, с,

$$\tau = t_{\text{ПЗ,min}} + t_{\text{СВ}}; \quad (58)$$

где  $t_{P3,MIN}$  – минимальное время срабатывания P3,  $t_{P3,MIN}=0,01$  с;  
 $t_{CB}$ . – собственное время отключения выключателя, с,

$$\tau = 0,01 + 0,06 = 0,07 \text{ с};$$

Апериодическая составляющая:

$$i_{A,\tau} = \sqrt{2} \cdot 7,5 \cdot e^{-\frac{0,07}{0,12}} = 5,9 \text{ кА.}$$

В каталогах на выключатели» [4] задано допустимое относительное содержание апериодической составляющей тока в токе отключения  $\beta_{НОМ}$ :

$$\beta_{НОМ} = \frac{i_{A,НОМ}}{\sqrt{2} \cdot I_{НОМ.ОТКЛ.}} \cdot 100 \% ; \quad (59)$$

отсюда определяется номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$

$$i_{A,НОМ} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{НОМ} \cdot I_{НОМ.ОТКЛ.}}{100} ; \quad (60)$$

$$i_{A,НОМ} = \frac{\sqrt{2} \cdot 20 \cdot 31,5}{100} = 8,88 \text{ кА.}$$

«Выполняется проверка на электродинамическую стойкость:

$$I_{ДИН} \geq I_{П,0}; \quad (61)$$

$$i_{ДИН} \geq i_{УД}. \quad (62)$$

Выполняется проверка на термическую стойкость к токам КЗ:

$$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq B_{\text{К}}; \quad (63)$$

где  $I_{\text{ТЕР}}$  – ток термической стойкости выключателя, кА;

$t_{\text{ТЕР}}$  – допустимая продолжительность протекания тока термической стойкости, с;

$B_{\text{К}}$  – тепловой импульс тока КЗ» [4].

«Подробный выбор выключателя на вводе в РП рассмотрен в таблице 10. Секционный выключатель принимается того же типа, что и вводной.

Каталожные данные выбираемых выключателей представлены в» [4].

Таблица 10 – Выбор выключателей на вводе в КРУ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные
$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{УСТ}}$	$u_{\text{УСТ}}=10$ кВ	$u_{\text{НОМ}}=10$ кВ
$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{РАБ.УТЯЖ}}$	$I_{\text{УТЯЖ}}=312$ А	$I_{\text{НОМ}}=800$ А
$I_{\text{НОМ.ОТКЛ.}} \geq I_{\text{П,Т}}$	$I_{\text{П,Т}}=7,5$ кА	$I_{\text{НОМ.ОТКЛ.}}=31,5$ кА
$i_{\text{А,НОМ}} \geq i_{\text{А,Т}}$	$i_{\text{А,Т}}=5,9$ кА	$i_{\text{А,НОМ}}=8,88$ кА
$I_{\text{ДИН}} \geq I_{\text{П,0}}$ $i_{\text{ДИН}} \geq i_{\text{УД}}$	$I_{\text{П,0}}=7,5$ кА $i_{\text{УД}}=20,4$ кА	$I_{\text{ДИН}}=31,5$ кА $i_{\text{ДИН}}=110$ кА
$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq B_{\text{К}}$	$B_{\text{К}}=38,8$ кА <sup>2</sup> ·с	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}}=32,5^2 \cdot 3=2977$ кА <sup>2</sup> ·с

Остальные выключатели напряжением 10 кВ выбираются аналогично, результаты выбора представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Выбор выключателей и трансформаторов тока схемы внутреннего электроснабжения

Кабельные линии (начало – конец)	$U_{\text{НОМ}}$ , кВ	$I_{\text{Р}}$ , А	$I_{\text{УТЯЖ}}$ , А	$I_{\text{П,0}}$ , кА	$i_{\text{УД}}$ , кА	Тип выключателя	Тип трансформатора тока
РП–ТП1	10	104	–	7,5	20,4	VF12.08.31	ТЛК–10–100–0,5/10Р
РП–ТП3	10	45	90	7,5	20,4	VF12.08.31	ТЛК–10–100–0,5/10Р
РП–ТП4	10	46	92	7,5	20,4	VF12.08.31	ТЛК–10–100–0,5/10Р
РП–ТП5	10	46	92	7,5	20,4	VF12.08.31	ТЛК–10–100–0,5/10Р
РП–ТП6	10	46	92	7,5	20,4	VF12.08.31	ТЛК–10–100–0,5/10Р
РП–ТП8	10	103	–	7,5	20,4	VF12.08.31	ТЛК–10–100–0,5/10Р

«Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ.

В ячейках КРУ типа КУ–10М устанавливаются трансформаторы тока типа ТЛК–10. Рассмотрим подробно выбор трансформаторов тока на вводе в РП, трансформатор тока в цепи секционного выключателя того же типа, а трансформаторы тока на других присоединениях рассчитываются аналогично, их типы представлены в таблице 11.

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные» [9] трансформаторов тока на вводе в РП указаны в таблице 12.

Таблица 12 – Выбор трансформаторов тока на вводе в РП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ТЛК–10–300–У3–0,5/10Р
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$u_{уст}=10$ кВ	$u_{ном}=10$ кВ
$I_{ном} \geq I_{раб.утяж}$	$I_{утяж}=312$ А	$I_{ном}=300$ А
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{уд}=20,4$ кА	$i_{дин}=81$ кА
$I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$	$B_K=38,8$ кА <sup>2</sup> ·с	$I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР} = 32,5^2 \cdot 3 = 2977$ кА <sup>2</sup> ·с

«Далее выполняется проверка выбранного трансформатора тока по вторичной нагрузке. К трансформатору тока подключается амперметр Э-335, мощностью 0,5 ВА и счётчик СЭТ–3р–01–08–Ар, мощностью 0,05 ВА, таким образом мощность приборов составляет  $S_{ПРИБ}=0,55$  ВА.

Сопротивление приборов» [15]:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}; \quad (64)$$

$$r_{приб} = \frac{0,55}{5^2} = 0,02 \text{ Ом.}$$

«Во вторичную обмотку наиболее загруженного трансформатора тока включены три прибора, поэтому сопротивление контактов принимается  $r_K=0,07$  Ом. Номинальное сопротивление вторичной обмотки в классе точности 0,5 согласно» [9]  $z_{2ном}=0,8$  Ом.

«Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}; \quad (65)$$

$$r_{\text{пров}} = 0,8 - 0,02 - 0,07 = 0,71 \text{ Ом.}$$

Для РП напряжением 10 кВ в качестве соединительных принимаются алюминиевые провода, удельное сопротивление алюминия составляет  $\rho = 0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$ .

В цепях 6 – 10 кВ длину соединительных проводов от трансформатора тока до приборов в один конец можно принять  $l=5 \text{ м}$ . Так как ТТ включены по схеме неполной звезды, то согласно [12]  $l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l = \sqrt{3} \cdot 5 = 8,66 \text{ м}$ .

Сечение соединительных проводов

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}}; \quad (66)$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 8,66}{0,71} = 0,355 \text{ мм}^2.$$

«В качестве соединительных проводов принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением  $4 \text{ мм}^2$  по условию механической прочности.

Выбор трансформаторов напряжения.

При напряжении 10 кВ в ячейках типа КУ–10М к установке принимаем трехфазный трансформатор напряжения типа НТМИ–10У3. Каталожные данные выбранных к установке трансформаторов напряжения типа НТМИ–10У3 приведены в» [26].

Для обеспечения сигнализации однофазных замыканий на землю в электрических сетях 10 кВ предприятия в начале питающих кабельных линий устанавливаются трансформаторы тока нулевой последовательности типа ТЗЛМ [27].

Выбор выключателей нагрузки в ТП.

В качестве цеховых трансформаторных подстанций выбираем комплектные трансформаторные подстанции следующих типов: 2КТП–1000–

10/0,4 УХЛЗ; КТП–1000–10/0,4 УХЛЗ производства компании ООО «Нева–Электротех» г. Санкт–Петербург [10]. ТП–5, которая применяется для электроснабжения модульного цеха для сушки и вяления рыбы, принимается капитальная.

«Выключатели нагрузки не предназначены для отключения токов КЗ, а предназначены для размыкания электрической сети и создания визуального разрыва, поэтому их выбирают:

– по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (68)$$

– по длительному току

$$I_{норм} \leq I_{ном}; \quad (69)$$

$$I_{max} \leq I_{ном}; \quad (70)$$

– по электродинамической стойкости» [16]:

$$i_y \leq i_{дин}; \quad (71)$$

– «по термической стойкости

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K; \quad (72)$$

где  $I_{тер}$  – ток термической стойкости, кА;

$t_{тер}$  – время протекания тока термической стойкости, с.

Для установки на вводе в ТП применяем выключатель нагрузки ВНРп–10/400 УЗ. Расчетные и каталожные данные выключателя нагрузки для ТП–1 приведены в таблице 13» [16].

Таблица 13 – Выбор выключателя нагрузки на вводе в ТП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВНРП–10/400 УЗ
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$u_{\text{уст}}=10 \text{ кВ}$	$u_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{мах}}$	$I_{\text{мах}}=52 \text{ А}$	$I_{\text{ном}}=400 \text{ А}$
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{уд}}=19,2 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}}=40 \text{ кА}$
$I^2_{\text{ТЕР}} \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq B_{\text{К}}$	$B_{\text{К}} = 14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{\text{ТЕР}} \cdot t_{\text{ТЕР}} = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

«Выбор остальных выключателей нагрузки для остальных ТП приведен в таблице 15. Предохранитель выбирается:

– по напряжению установки

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (73)$$

– по длительному току» [16]:

$$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}; \quad (74)$$

$$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}; \quad (75)$$

– по отключающей способности

$$I_{\text{К}} \leq I_{\text{ном.откл}}; \quad (76)$$

где  $I_{\text{отк.ном}}$  – номинальный ток отключения, кА.

«Для установки на вводе в ТП–1 в сочетании с выключателем нагрузки применяем предохранитель ПКТ103–10–63/12,5 УЗ. Расчетные и каталожные данные высоковольтного предохранителя приведены в таблице 14» [16].

Таблица 14 – Выбор выключателя нагрузки на вводе в ТП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ПКТ103–10–63/12,5
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$u_{\text{уст}}=10 \text{ кВ}$	$u_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$
$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{мах}}=52 \text{ А}$	$I_{\text{ном}}=63 \text{ А}$
$I_{\text{К}} \leq I_{\text{ном.откл}}$	$I_{\text{К}} = 7,1 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}}=12,5 \text{ кА}$

Выбор остальных предохранителей для остальных ТП приведен в таблице 15.

Таблица 15 – Выбор выключателей нагрузки и предохранителей

ТП	U <sub>НОМ</sub> , кВ	I <sub>max</sub> , А	I <sub>п.0</sub> , кА	i <sub>уд</sub> , кА	Тип выключателя нагрузки	Тип предохранителя
ТП1–ТП2	10	52	7,1	19,2	ВНР <sub>п</sub> –10/400 УЗ	ПКТ103–10–63/12,5
ТП3–ТП6	10	90	7,1	19,2	ВНР <sub>п</sub> –10/400 УЗ	ПКТ103–10–100/12,5
ТП7–ТП8	10	52	7,1	19,2	ВНР <sub>п</sub> –10/400 УЗ	ПКТ103–10–63/12,5

«Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН КТП и вводных аппаратов НРП. Для установки Выбор вводных и секционных автоматических выключателей на стороне низшего напряжения цеховых ТП и вводных автоматов РПН приведен в таблице 16» [16].

Таблица 16 – Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН КТП и вводных аппаратов НРП

№ ТП, НРП	Место установки выключателя	I <sub>р</sub> , А	I <sub>утяж</sub> , А	I <sub>к</sub> , кА	Тип выключателя	Тип НРП
ТП1	Вводной	1445	–	7,1	ВА55–43; I <sub>НОМ</sub> = 1600 А; I <sub>о</sub> = 35 кА	–
ТП2	Вводной	1445	–	7,1	ВА55–43; I <sub>НОМ</sub> = 1600 А; I <sub>о</sub> = 35 кА	–
ТП3	Вводной	1012	2024	7,1	ВА50–45Про; I <sub>НОМ</sub> = 2500 А; I <sub>о</sub> = 55 кА	–
	Секционный	–	1012	7,1	ВА50–45Про; I <sub>НОМ</sub> = 1600 А; I <sub>о</sub> = 55 кА	–
ТП4	Вводной	1012	2024	7,1	ВА50–45Про; I <sub>НОМ</sub> = 2500 А; I <sub>о</sub> = 55 кА	–
	Секционный	–	1012	7,1	ВА50–45Про; I <sub>НОМ</sub> = 1600 А; I <sub>о</sub> = 55 кА	–
ТП5	Вводной	1012	2024	7,1	ВА50–45Про; I <sub>НОМ</sub> = 2500 А; I <sub>о</sub> = 55 кА	–
	Секционный	–	1012	7,1	ВА50–45Про; I <sub>НОМ</sub> = 1600 А; I <sub>о</sub> = 55 кА	–
ТП6	Вводной	1012	2024	7,1	ВА50–45Про; I <sub>НОМ</sub> = 2500 А; I <sub>о</sub> = 55 кА	–
	Секционный	–	1012	7,1	ВА50–45Про; I <sub>НОМ</sub> = 1600 А; I <sub>о</sub> = 55 кА	–
ТП7	Вводной	1445	–	7,1	ВА55–43; I <sub>НОМ</sub> = 1600 А; I <sub>о</sub> = 35 кА	–
ТП8	Вводной	1445	–	7,1	ВА55–43; I <sub>НОМ</sub> = 1600 А; I <sub>о</sub> = 35 кА	–
НРП1	Вводной	92	184	12,3	ВА51–35; I <sub>НОМ</sub> = 200 А; I <sub>о</sub> = 25 кА	ПР 8503 3133 – 1 УХЛ3
НРП2	Вводной	135	–	12,3	ВА51–33; I <sub>НОМ</sub> = 160 А; I <sub>о</sub> = 25 кА	
НРП3	Вводной	284	–	12,3	ВА51–37; I <sub>НОМ</sub> = 315 А; I <sub>о</sub> = 25 кА	
НРП4	Вводной	153	306	12,3	ВА51–37; I <sub>НОМ</sub> = 315 А; I <sub>о</sub> = 25 кА	
НРП5	Вводной	45	90	12,3	ВА51–33; I <sub>НОМ</sub> = 100 А; I <sub>о</sub> = 25 кА	
НРП6	Вводной	92	–	12,3	ВА51–31; I <sub>НОМ</sub> = 100 А; I <sub>о</sub> = 25 кА	
НРП7	Вводной	155	–	12,3	ВА51–33; I <sub>НОМ</sub> = 160 А; I <sub>о</sub> = 25 кА	
НРП8	Вводной	41	82	12,3	ВА51–31; I <sub>НОМ</sub> = 100 А; I <sub>о</sub> = 25 кА	

Далее в работе необходимо выбрать установки компенсации реактивной мощности, которые позволяют сократить потребление реактивной мощности.

## 2.6 Компенсация реактивной мощности

«В таблице 17 приведены исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности» [16].

Таблица 17 – Исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности

Трансформаторная подстанция	$S_{ТНi}$ , кВА	$Q_{li}$ , квар	$\Delta Q_{Ti}$ , квар	$R_{Ti}$ , Ом	$R_{Li}$ , Ом
ТП1	1000	550	57	1,080	0,120
ТП2	1000	550	57	1,080	0,186
ТП3	1000	485	47	1,080	0,044
ТП4	1000	446	47	1,080	0,204
ТП5	1000	398	47	1,080	0,133
ТП6	1000	347	47	1,080	0,199
ИТОГО	–	3734	415	–	–

«Активные сопротивления трансформаторов, приведенные к напряжению 10 кВ, определяются по формуле» [8]:

$$R_{ТРi} = \frac{\Delta P_{КЗ} \cdot U_H^2}{S_{НТi}^2}; \quad (77)$$

например, для ТП–1:

$$R_{ТРi} = \frac{10,8 \cdot 10^3 \cdot 10^2}{1000^2} = 1,080 \text{ Ом.}$$

«Активные сопротивления кабельных линий найдем по формуле:

$$R_{Li} = r_{0Li} \cdot l_i; \quad (78)$$

где  $r_{0Li}$  – удельное сопротивление  $i$ -й линии, Ом/км» [8];

$l_i$  – длина  $i$ -й линии, км.

Например

$$R_{Li} = 0,443 \cdot 0,27 = 0,120 \text{ Ом.}$$

«Удельная стоимость потерь активной мощности от протекания реактивной:

$$C_0 = \delta \cdot (\alpha \cdot K_M + \beta \cdot \tau); \quad (79)$$

где  $\alpha$  – основная ставка тарифа,  $\alpha = 9574,8$  руб/кВт·год;

$\beta$  – стоимость одного кВт·ч электроэнергии,  $\beta = 0,282$  руб./кВт·ч;

$K_M$  – коэффициент максимума нагрузки,  $K_M = 0,85$ ;

$\delta$  – поправочный коэффициент, для сети 10 кВ  $\delta = 1,04$ » [8];

$$C_0 = 1,05 \cdot (9574,8 \cdot 0,85 + 0,282 \cdot 2757) = 9361,9 \text{ руб/кВт.}$$

Затраты на генерацию реактивной мощности отдельными источниками:

– для низковольтных батарей конденсаторов 0,4 кВ:

$$Z_{Г.кнi} = E \cdot K_{б.кн} + C_0 \cdot \Delta P_{б.кн}; \quad (80)$$

$$Z_{Г.кнi} = 0,223 \cdot 360000 + 9361,9 \cdot 4 = 117728 \text{ руб/Мвар.}$$

– для высоковольтных батарей конденсаторов 10 кВ:

$$Z_{Г.квi} = Z_{10} = E \cdot K_{б.кв} + C_0 \cdot \Delta P_{б.кв}; \quad (81)$$

$$Z_{Г.кнi} = Z_{10} = 0,223 \cdot 180000 + 9361,9 \cdot 2 = 58864 \text{ руб/Мвар.}$$

где  $E$  – «коэффициент отчислений;

$K_{б.кн}$ ,  $K_{б.кв}$  – капитальные затраты батарей конденсаторов;

$\Delta P_{\text{б.к.н}}$ ,  $\Delta P_{\text{б.к.в}}$  – удельные потери активной мощности в конденсаторах комплектных компенсирующих устройств» [8].

«Для определения оптимальной реактивной мощности, генерируемой низковольтными БК, определяются эквивалентные сопротивления ТП. Для ТП, питающихся по радиальным линиям, схема замещения приведена на рисунке 5» [8]:

$$R_{\text{Э}i} = r_i = R_{\text{ТП}i} + R_{\text{Л}i}. \quad (82)$$

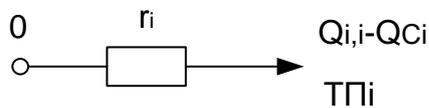


Рисунок 5 – Схема замещения радиальной линии

Например, для ТП–3, эквивалентное сопротивление:

$$R_{\text{Э}3} = 1,080 + 0,120 = 1,200 \text{ Ом.}$$

«Аналогично рассчитываем сопротивления для остальных ТП, питающихся по радиальным схемам, результаты расчета представлены в таблице 18. Для ТП–1 и ТП–2, питающихся по магистральным линиям, схема замещения которых приведена на рисунке 6, сначала введем обозначения» [8]:

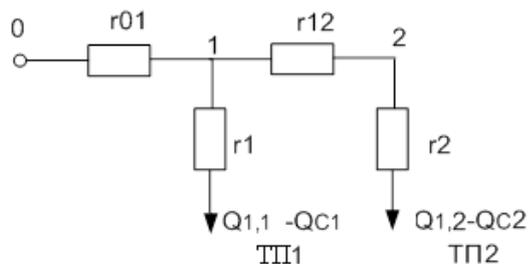


Рисунок 6 – Схема замещения магистральной линии

$$r_{01} = R_{л1} = 0,120 \text{ Ом} \quad r_{12} = R_{л2} = 0,066 \text{ Ом}$$

$$r_1 = R_{тп1} = 1,080 \text{ Ом} \quad r_2 = R_{тп2} = 1,080 \text{ Ом}$$

Эквивалентная проводимость точки 1 схемы рисунок 6

$$\frac{1}{R_{Т1}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + r_2}; \quad (83)$$

$$\frac{1}{R_{Т1}} = \frac{1}{1,080} + \frac{1}{0,066 + 1,080} = 1,799 \text{ Ом.}$$

С учетом полученного эквивалентные сопротивления присоединений ТП1 и ТП2

$$R_{Э1} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{Т1}}\right) \cdot r_1; \quad (84)$$

$$R_{Э1} = \left(1 + \frac{0,120}{1,799}\right) \cdot 1,080 = 1,152 \text{ Ом.}$$

$$R_{Э2} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{Т1}}\right) \cdot (r_{12} + r_2); \quad (85)$$

$$R_{Э2} = \left(1 + \frac{0,120}{1,799}\right) \cdot (0,066 + 1,080) = 1,222 \text{ Ом.}$$

«Оптимальное значение реактивной мощности низковольтных конденсаторных батарей, подключенных к шинам трансформаторных подстанций, определим в предположении, что к шинам РП подключены высоковольтные конденсаторные батареи (примем коэффициент Лагранжа  $\lambda = 3_{10}$ )» [8].

$$Q_{ci} = Q_{1i} + Q_{Ti} + \frac{3_{10} - 3_{1г.кн}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{Эi}} = Q_{1i} + Q_{Ti} + \frac{Z}{R_{Эi}}; \quad (86)$$

где

$$a = \frac{1000}{U_H^2}; \quad (87)$$

$$a = \frac{1000}{10^2} = 10 \text{ кВ}^{-2};$$

$$Z = \frac{3_{10} - 3_{1Г.кН}}{2 \cdot a \cdot C_0}; \quad (88)$$

$$Z = \frac{58864 - 117728}{2 \cdot 10 \cdot 9361,9} = -0,31 \text{ Мвар} \cdot \text{Ом}.$$

Результаты расчета мощностей источников  $Q_{ci}$  низковольтных БК сводим в таблицу 18, при этом принимаем только положительные значения.

Таблица 18 – Расчет мощности БК

Место установки БК	$R_{эi}$ , Ом	$Q_{ci}$ , Мвар		$Q_{ki}$ , квар	$Q_{ki} + Q_{ci}$ , квар	Тип принятой стандартной БК	$Q_{ci}$ , квар
		Расчетное	Принятое				
ТП1	1,152	0,333	0,333	157	490	УКМ-58-0,4-500-50	500
ТП2	1,222	0,349	0,349	157	506	УКМ-58-0,4-600-50	550
ТП3	1,124	0,253	0,253	0	253	УКМ-58-0,4-300-25	275
ТП4	1,284	0,249	0,249	68	317	УКМ-58-0,4-400-25	325
ТП5	1,213	0,186	0,186	124	310	УКМ-58-0,4-400-25	325
ТП6	1,279	0,148	0,148	195	343	УКМ-58-0,4-400-25	350
ИТОГО	–	–	1,518	701	2219	–	2325

Определяем величину реактивной мощности, потребляемой от сборных шин РП1. Для первой секции шин РП:

$$Q_{B1} = \sum_{i=1}^5 (Q_{1i} + \Delta Q_{Ti}); \quad (89)$$

$$Q_{B1} = 3078 \text{ квар}.$$

Мощность высоковольтной БК, подключаемой к первой секции шин РП определяется по формуле:

$$Q_{co1} = Q_{B1} - \sum_{i=1}^5 Q_{cti}; \quad (90)$$

$$Q_{co1} = 3078 - (500 + 550 + 275 + 325 + 325 + 350) = 753 \text{ квар},$$

принимаем к установке на первой секции шин РП компенсирующее устройство УКРМ–10,5–600–300 мощностью 600 квар.

Зная величины мощностей конденсаторных компенсирующих устройств, определяем расчетный коэффициент реактивной мощности на вводе РП предприятия.

$$\text{tg}\varphi_p = \frac{0,5 \cdot Q_{p1} - (\sum Q_{cti} + Q_{co1})}{P_{pp}}; \quad (91)$$

$$\text{tg}\varphi_p = \frac{0,5 \cdot 7473 - (2325 + 600)}{0,5 \cdot 8510} = 0,305.$$

Данный коэффициент удовлетворяет нормативным документам.

## 2.7 Релейная защита

«Релейная защита сборных шин 0,4 кВ трансформатора выполнена с помощью секционного выключателя QF1.

I ступень – защита от перегруза.

Определим расчетный ток уставки электронного расцепителя» [1]:

$$I_p^{\text{расч}} = k_p \cdot k_n \cdot I_{\text{max.раб}}; \quad (92)$$

«Ток максимальный рабочий определяется по формуле

$$I_{\text{max.раб}} = \frac{0,7 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (93)$$

где  $S_{\text{НОМ}}$  – номинальная мощность трансформатора, кВА

$$I_{\text{max.раб}} = \frac{0,7 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1012 \text{ A};$$

$$I_p^{\text{расч}} = 1,1 \cdot 1,1 \cdot 1012 = 1225 \text{ A}.$$

Принимается к установке автоматический выключатель ВА50–45 ПРО с номинальным током  $I_{\text{НОМ.ав}} = 1600 \text{ A}$ » [15].

Уставка теплового расцепителя принимается максимально близкой к расчетной из существующих для данного автоматического выключателя. Для выключателя ВА50–45 ПРО уставки задаются в диапазоне  $(0,4, 0,46, 0,52...1,0) \cdot I_{\text{НОМ.ав}}$ .

Уставка номинального тока электронного расцепителя составит

$$I_{p1} = 0,82 \cdot I_{\text{НОМ.ав}};$$

$$I_{p1} = 0,82 \cdot 1600 = 1312 \text{ A}.$$

ВТХ автомата ВА50–45 ПРО представлена на рисунке 7.

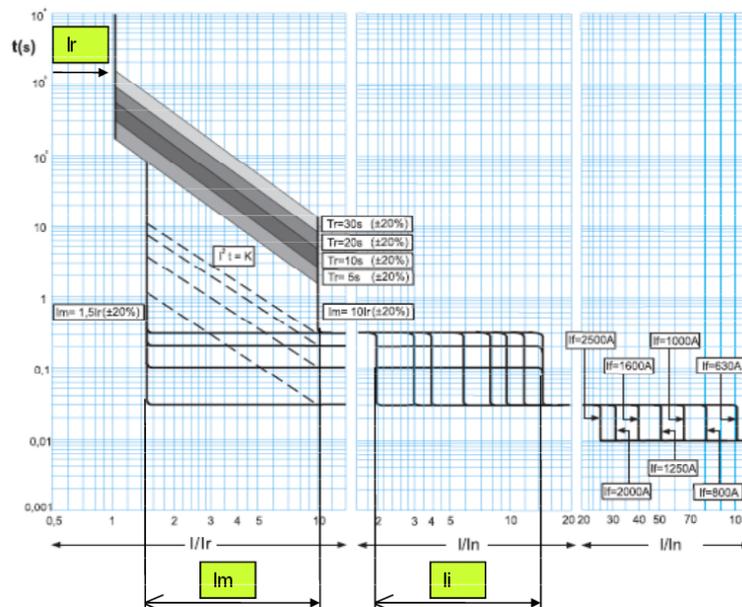


Рисунок 7 – ВТХ автоматического выключателя ВА50–45 ПРО

Согласно время–токовой характеристике автоматического выключателя ВА50–45 ПРО тепловой расцепитель срабатывает через время  $t_{т.р.} = 300$  сек.

«II ступень – селективная токовая отсечка с выдержкой времени

Расчетный ток уставки электронного расцепителя по току срабатывания при коротком замыкании с выдержкой времени» [1]:

$$I_{к.расч} = \frac{k_{отс} \cdot k_{сз}}{k_B} \cdot I_{max.раб}; \quad (94)$$

$$I_{к.расч} = \frac{1,2 \cdot 1}{0,95} \cdot 1012 = 1278 \text{ А.}$$

«Ток срабатывания защиты от короткого замыкания с кратковременной задержкой  $I_m$  предусмотрен в диапазоне от 1,5 до 10  $I_{т.р.}$  (рисунок 7):

$$I_{с.о.1} = I_m = (1,5 \dots 10) \cdot I_{т.р.}$$

Тогда уставка по току электронного расцепителя при коротком замыкании с выдержкой времени, кратная номинальному току расцепителя составит» [1]:

$$I_{к1} = 1,5 \cdot I_{п1};$$

$$I_{к1} = 1,5 \cdot 1312 = 1968 \text{ А.}$$

«По каталогу принимаем уставку по времени срабатывания расцепителя при коротком замыкании равной  $T_k = 0,1$  с.

Определим коэффициент чувствительности

$$K_q = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_k}; \quad (95)$$

где  $I_{кз}^{(2)}$  – ток двухфазного КЗ в месте КЗ, кА

$$I_{\text{кз}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{кз}}^{(3)}; \quad (96)$$

$$I_{\text{кз}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 12,3 = 10,640 \text{ кА};$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{10640}{1968} = 5,4 > 1,5.$$

Условие выполнено.

III ступень – мгновенная токовая отсечка. Расчетный ток уставки расцепителя по току срабатывания при КЗ без выдержки времени» [1]:

$$I_{\text{к.расч}} = k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{сз}} \cdot I_{\text{пик}}; \quad (97)$$

$$I_{\text{к.расч}} = 1,2 \cdot 1 \cdot 2389 = 2867 \text{ А.}$$

Ток срабатывания мгновенной токовой отсечки согласно время–токовой характеристики автоматического выключателя ВА50–45 ПРО (рисунок 7) и технической документации на данный автоматический выключатель может настраиваться в пределах  $I_i = (2 \dots 15) \cdot I_{\text{ном.а}}$ .

Настраиваем данный ток на значение  $2 \cdot I_{\text{ном.ав}}$ , тогда

$$I_i = 2 \cdot 1600 = 3200 \text{ А.}$$

«Определим коэффициент чувствительности

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_{\text{к}}} > 2,0; \quad (98)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{10640}{3200} = 3,3 > 2,0.$$

Условие справедливо.

Предельная отключающая способность выключателя должна быть больше максимального трёхфазного тока КЗ в месте установки выключателя» [1]:

$$I_{cu} > I_{кз}^{(3)};$$
$$55 \text{ кА} > 12,3 \text{ кА}.$$

Условие справедливо.

Расчёт релейной защиты трансформатора на стороне 0,4 кВ выполняется аналогично. Выбран автоматический выключатель ВА50–45 ПРО с номинальным током  $I_{ном.ав} = 2500 \text{ А}$  [15]. ВТХ данного выключателя приведена на рисунке 8.

Релейная защита трансформатора.

Релейная защита трансформатора ТМГ–1000/10/0,4 выполнена с помощью предохранителей типа ПКТ–10.

Номинальный ток плавкой вставки предохранителя со стороны ВН трансформатора выбирается с учетом отстройки от броска тока намагничивания при включении трансформатора в режиме холостого хода» [1]:

$$I_{пл.вст.} > 2 \cdot I_{н.т.}; \quad (105)$$

где  $I_{н.т.}$  – номинальный ток трансформатора на стороне ВН, А.

Номинальный ток трансформатора на стороне ВН определим по формуле [1]:

$$I_{н.т.} = \frac{S_{н.т.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (106)$$
$$I_{н.т.} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,8 \text{ А};$$

тогда

$$I_{пл.вст.} > 2 \cdot 57,8 = 115,6 \text{ А.}$$

«Значит, выбираем плавкую вставку типа ПКТ–10 с ближайшим током  $I_{F1.н} = 125 \text{ А}$ .

Теперь необходимо произвести проверку селективности защит. Согласование защитных ВТХ выключателя QF2 и предохранителя F1 можно проверить только при построении время–токовых характеристик. Данное согласование приведено на диаграмме селективности в графической части.

Выбранный плавкий предохранитель проверим на чувствительность к минимальным токам КЗ, за трансформатором» [1]:

$$K_{ч.F1} = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{F1.н} \cdot K_{тн}} \geq K_{ч.доп}; \quad (107)$$

где  $K_{тн}$  – коэффициент трансформации силового трансформатора,

$$K_{тн} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}}; \quad (108)$$

$$K_{тн} = \frac{10000}{400} = 25;$$

$$K_{ч.F1} = \frac{10640}{125 \cdot 25} = 3,4 \geq 3,0.$$

«Таким образом, выбранный предохранитель имеет достаточную чувствительность.

Последним этапом выбора плавкого предохранителя, является проверка по отключающей способности» [1]:

$$I_{п.о.} > I_{кз}^{(3)};$$

где  $I_{п.о.}$  – предельно отключаемый ток предохранителя, кА;

$I_{кз}^{(3)}$  – максимальный ток КЗ в месте установки предохранителя, кА.

$$20,0 \text{ кА} > 7,1 \text{ кА.}$$

«Релейная защита кабельной линии, питающей трансформатор.

Максимальная токовая защита кабельной линии.

Максимальная токовая защита кабельной линии, питающей трансформатор ТП–3 устанавливается со стороны источника питания. Данная защита выполнена с применением микропроцессорного реле РС81 [22]. Реле включаются во вторичные цепи ранее выбранных трансформаторов тока.

Ток срабатывания защиты отстраивается от максимального тока, протекающего через выключатель» [1]:

$$I_{сз} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{p.max}; \quad (109)$$

где  $k_{отс} = 1,2$  – коэффициент отстройки;

$k_B = 0,9$  – коэффициентом возврата, для микропроцессорного реле РС81;

$$I_{сз} = \frac{1,2}{0,9} \cdot 80,9 = 107,9 \text{ А.}$$

«Также ток срабатывания защиты необходимо проверить на согласование с током срабатывания защиты силового трансформатора» [1]:

$$I_{сз} = k_{отс} \cdot I_{F1.H}; \quad (110)$$

где  $k_{отс} = 1,3$  – коэффициент отстройки;

$$I_{сз} = 1,3 \cdot 125 = 163 \text{ А.}$$

«Реле включаются во вторичные цепи трансформатора тока ТЛК–10–200–0,5/10Р. Коэффициент трансформации трансформатора тока  $k_I = 40$ , коэффициент схемы  $k_{сх} = 1$ .

Коэффициент чувствительности определяется по току двухфазного короткого замыкания по формуле» [1]:

$$I_{кз}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз}^{(3)}; \quad (111)$$

$$K_{ч} = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{сз}}; \quad (112)$$

$$I_{кз}^{(3)} = 7,1 \text{ кА};$$

$$I_{кз}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,1 = 6,14 \text{ кА};$$

$$K_{ч} = \frac{6,14 \cdot 10^3}{163} = 38 > 1,5.$$

Защита удовлетворяет требованиям чувствительности.

Определим ток срабатывания реле:

$$I_{ср.р} = \frac{1}{k_I} \cdot I_{сз}; \quad (113)$$

$$I_{ср.р} = \frac{1}{40} \cdot 163 = 4,1 \text{ А}.$$

Принимается к установке микропроцессорного реле РС81.

Выдержка времени определяется по формуле:

$$t_{сз} = t_{сз3} + \Delta t;$$

где  $\Delta t = 0,4 \text{ с}$  – ступень селективности для статического реле.

$$t_{сз} = 0,5 + 0,4 = 0,9 \text{ с}.$$

Приведем токи к низкой стороне:

$$I_{p.\max.HH} = 80,9 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{10 \cdot 10^3}{0,4 \cdot 10^3} = 2,0 \text{ кА};$$

$$I_{p.\max.HH} = 163 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{10 \cdot 10^3}{0,4 \cdot 10^3} = 4,1 \text{ кА}.$$

Токовая отсечка без выдержки времени.

Защита выполняется с помощью микропроцессорного реле РС81.

Максимальный рабочий ток линии составляет 80,9 А.

Для возможности подключения статических реле используем трансформаторы тока типа ТЛК–10–400–У3–0,5/10Р. Коэффициент трансформации трансформатора тока  $k_I = 80$ , коэффициент схемы  $k_{CX} = 1$ .

Ток срабатывания защиты:

$$I_{сз} = k_{отс} \cdot I_{кз}; \quad (114)$$

где  $k_{отс} = 1,1$  – коэффициент отстройки

$$I_{сз} = 1,1 \cdot 7,1 = 7,81 \text{ кА} = 7810 \text{ А}.$$

Коэффициент чувствительности

$$K_{ч} = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{сз}}; \quad (115)$$

$$K_{ч} = \frac{6,49}{7,81} = 0,83 < 2,0.$$

«Как видно из выражения токовая отсечка не удовлетворяет требованиям чувствительности, в связи с чем следовало бы принять более сложные устройства релейной защиты, в частности дифференциальную защиту, что является в данном случае неоправданной мерой с технико–

экономической точки зрения, поэтому принимаем решение токовую отсечку не устанавливать. Кабельная линия защищается МТЗ» [1].

Диаграмма селективности представлена на рисунке 8.

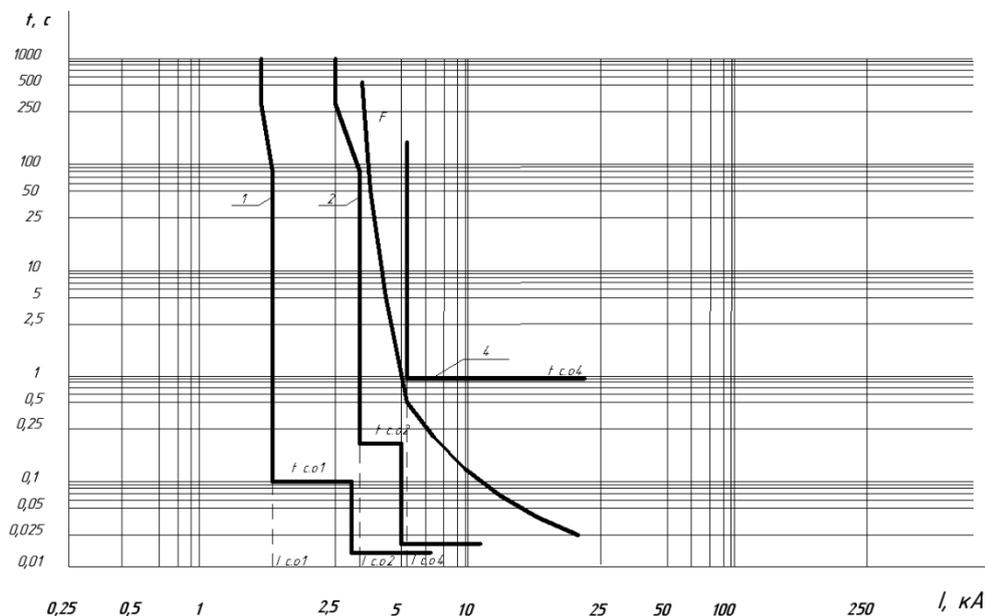


Рисунок 8 – Диаграмма селективности

## 2.8 Освещение завода

Освещение территории рыбоперерабатывающего завода является важной составляющей системы электроснабжения, обеспечивающей безопасность, эффективность и бесперебойность производственных процессов. Рыбоперерабатывающие предприятия характеризуются высокой интенсивностью работы, включая ночные смены, погрузочно-разгрузочные операции и контроль качества продукции, что требует надежного и правильно спроектированного наружного освещения. Территория завода включает производственные зоны, складские площадки, подъездные пути и зоны отгрузки.

Для освещения территории предприятия применяются светодиодные светильники CARAVELLA G2 140W DW1 827 RAL9006 CR, производства ООО «МГК «Световые Технологии» [24]. Технические характеристики

данных светильников приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Технические характеристики светодиодных светильников CARAVELLA G2 140W DW1 827 RAL9006 CR

Технические характеристики	Значение
Мощность	138 Вт
Световой поток	17600 лм
Коэффициент мощности (cos φ)	> 0,98
Напряжение питания	230 В
Световая отдача	128 лм/Вт
Коэффициент пульсации	<1%
Индекс цветопередачи (CRI)	>80
Амплитуда пускового тока	2 А
Длительность импульса пускового тока	40000 мкс
Номинальное напряжение питания, переменный ток	230 В
Номинальное напряжение питания, постоянный ток	230 В
Напряжение питания, переменный ток	100-305 В
Напряжение питания, постоянный ток	142-431 В
Класс пожаробезопасности	II-III
Климатическое исполнение	УХЛ1*
Угол рассеивания	D145/65
Цветовая температура	2700 К
Цвет свечения	Белый

Чтобы вычислить количество светильников, необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$N = E \cdot S \cdot Z \cdot k / (F \cdot \eta), \quad (116)$$

где N – искомое число светильников,

E – нормативная освещенность, для рассматриваемого рыбоперерабатывающего завода принимается  $E = 10$  лк на уровне земли [23],

S – площадь рыбоперерабатывающего завода, 32804 м<sup>2</sup>,

Z – показатель неравномерного освещения территории,  $Z = 1,1$  [23],

k – коэффициент учета длительной эксплуатации, принимается равным 1,2, учитывает некоторое ухудшение характеристик светильников со временем,

F – световой поток выбранных светильников,

$\eta$  – показатель отражающей способности объектов, коэффициент отражения для светло-серого асфальта, которым выполнены дороги территории рыбоперерабатывающего завода, составляет 0,5.

Имея числовые значения всех параметров расчета уличного освещения, можно вычислить количество светильников:

$$N = \frac{20 \cdot 32804 \cdot 1,1 \cdot 1,2}{17600 \cdot 0,5} = 49,2 \text{ шт.} \approx 50 \text{ шт.}$$

План размещения светильников по территории предприятия приведён в графической части ВКР.

Выводы по разделу 2.

Во втором разделе ВКР разработана эффективная и надежная система энергоснабжения для рыбоперерабатывающего завода. В ходе работы определено, что для обеспечения завода электроэнергией целесообразно установить восемь КТП с трансформаторами мощностью 1000 кВА каждый. Такой выбор обусловлен общей нагрузкой предприятия и необходимостью резервирования, что соответствует требованиям надежности для подобных объектов. Данные КТП подключаются от РП-10 кВ предприятия.

Для передачи электроэнергии рассчитаны и выбраны кабельные линии, которые способны выдерживать необходимые токи и минимизировать потери энергии. Используются кабели с сечением, подходящим для используемых классов напряжений, что гарантирует стабильную работу системы при различных нагрузках.

Составлена схема внешнего электроснабжения предприятия.

Выбрано электрооборудование предприятия.

Разработана система релейной защиты предприятия.

Освещение завода спроектировано с использованием современных светодиодных светильников CARAVELLA G2.

### 3 Технико–экономический анализ проекта

Технико–экономический анализ является ключевым этапом разработки системы электроснабжения, позволяющим обосновать оптимальный вариант реализации проекта с учетом затрат, надежности и эффективности. В рамках данной выпускной квалификационной работы раздел посвящен сравнению вариантов внешнего электроснабжения рыбоперерабатывающего завода напряжением 10 кВ и 6 кВ. Выбор уровня напряжения для подключения к электрическим сетям оказывает значительное влияние на капитальные вложения, эксплуатационные расходы, а также на стабильность и безопасность работы предприятия, что особенно важно для объектов с высокой интенсивностью производства и специфическими требованиями к качеству электроэнергии. Анализ включает расчет капитальных затрат на трансформаторные подстанции (КТП), кабельные линии, а также эксплуатационных расходов, таких как потери в сетях и обслуживание оборудования.

Схемы вариантов внешнего электроснабжения представлены на рисунках 9 и 10.

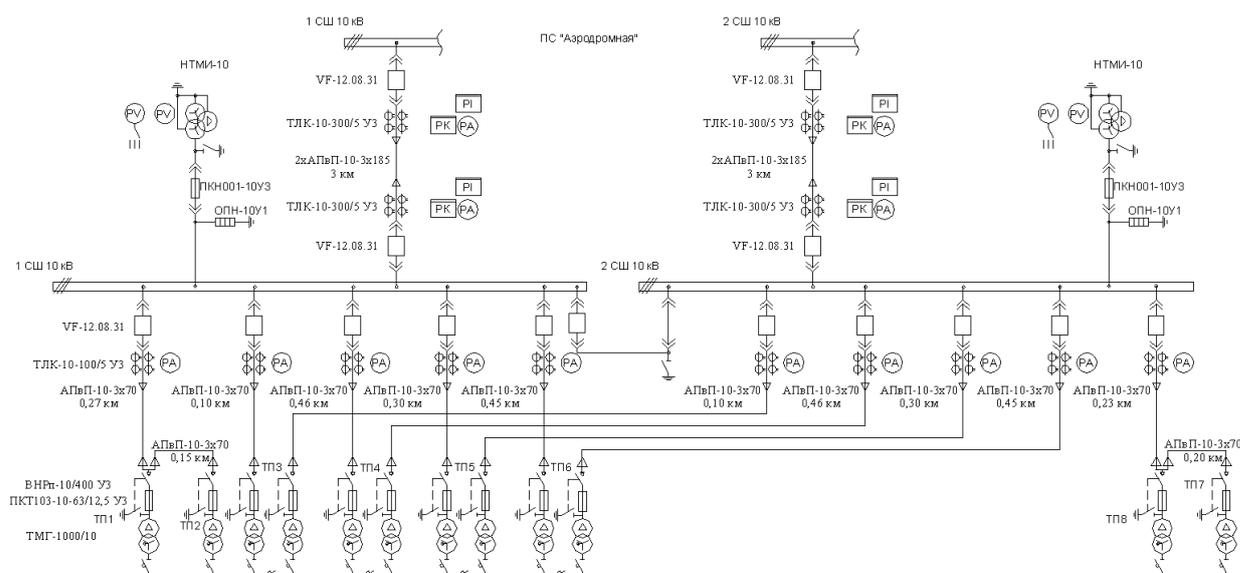


Рисунок 9 – Схема питания от питающей подстанции 110/10 кВ

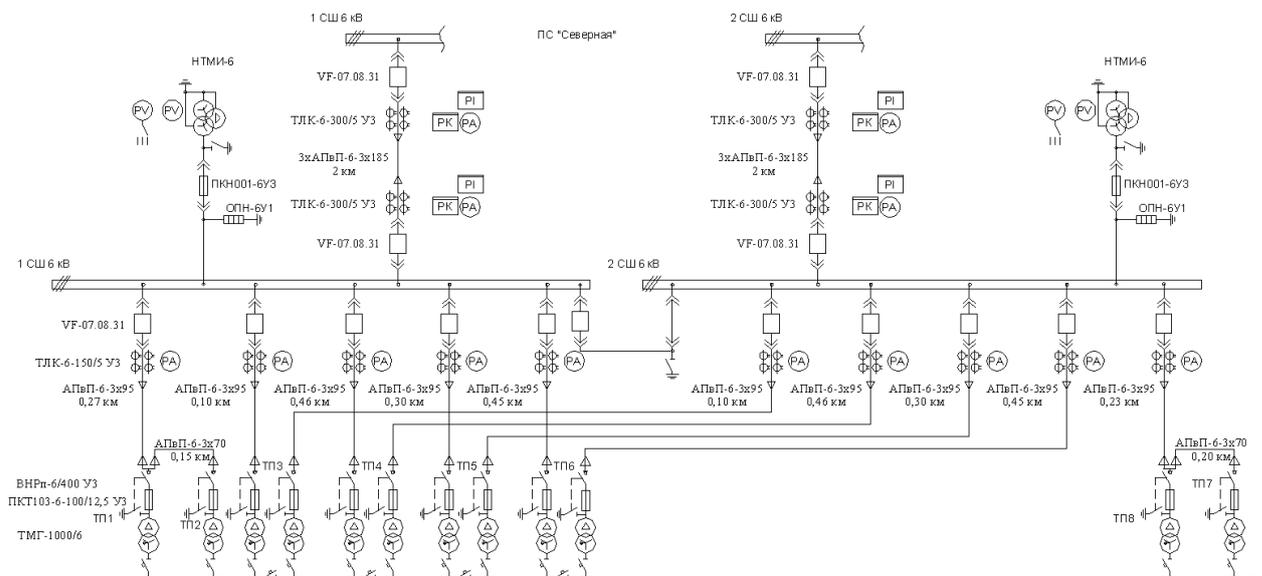


Рисунок 10 – Схема питания от питающей подстанции 110/6 кВ

«Наиболее экономичный вариант внешнего электроснабжения определяем по результатам сравнения годовых приведенных затрат, которые определяются по выражению:

$$Z = \sum_{i=1}^n E_i \cdot K_i + C_{\Sigma} \text{ тыс. руб./год;} \quad (117)$$

где  $K_i$  – сумма капитальных затрат  $i$ -той группы электроприемников;

$C_{\Sigma}$  – стоимость годовых потерь электроэнергии по двухставочному тарифу;

$E_i$  – общие ежегодные отчисления от капитальных вложений, являющиеся суммой нормативного коэффициента эффективности  $E_n = 0,12$ , отчислений на амортизацию  $E_{ai}$ , расходов на обслуживание  $E_{oi}$ : Отчисления на амортизацию, обслуживание и текущий ремонт могут быть приняты по данным» [16]:

$$E_i = E_n + E_{ai} + E_{oi}; \quad (118)$$

$$E_i = 0,12 + 0,004 + 0,028 = 0,152.$$

«Стоимость годовых потерь электроэнергии по двухставочному тарифу определяется по формуле:

$$C_{\text{Э}} = (\Delta A_{\text{Л}} + \Delta A_{\text{Т}}) \cdot C_0; \quad (119)$$

где  $\Delta A_{\text{Л}}$  – потери активной энергии в проводах линии за год, кВт · ч;

$\Delta A_{\text{Т}}$  – потери активной энергии в силовых трансформаторах за один год, кВт · ч;

$C_0$  – удельная стоимость потерь электроэнергии

$$C_0 = \delta \cdot \left( \frac{\alpha \cdot K_{\text{М}}}{\tau} + \beta \right); \quad (120)$$

где  $\alpha$  – основная ставка тарифа, руб./кВт·год;

$\beta$  – стоимость одного кВт·ч электроэнергии, руб./кВт·ч;

$K_{\text{М}}$  – коэффициент максимума нагрузки,  $K_{\text{М}} = 0,85$ ;

$\delta$  – поправочный коэффициент, для сетей напряжением 10 кВ  $\delta = 1,04$ » [8],

$$C_0 = 1,04 \cdot \left( \frac{9574,8 \cdot 0,85}{2757} + 0,282 \right) = 3,363 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

Потери активной энергии в проводах линии за год:

$$\Delta A_{\text{Л}} = N \cdot \left( 3 \cdot I_{\text{рл}}^2 \cdot \frac{r_0 \cdot l}{n_{\text{ц}}} \cdot \tau \right) \cdot 10^{-3}; \quad (121)$$

для питающей линии от питающей подстанции 110/10 кВ до РП

$$\Delta A_{\text{Л}} = 2 \cdot \left( 3 \cdot 156^2 \cdot \frac{0,167 \cdot 3}{2} \cdot 2757 \right) \cdot 10^{-3} = 101 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Аналогично определяются потери в остальных кабельных линиях. Результаты расчета сведены в таблицы 20 и 21 для соответствующих вариантов питания.

Потери активной энергии в силовых трансформаторах  $\Delta A_T$  за один год:

$$\Delta A_T = N \cdot (\Delta P_{XX} \cdot T_T + K_{3.н.}^2 \cdot \Delta P_{КЗ} \cdot \tau); \quad (122)$$

где  $\Delta P_{XX}$  – потери холостого хода, для трансформаторов ТМГ–

1000/10/0,4  $\Delta P_{XX} = 1,9$  кВт, для трансформаторов ТМГ–1000/6/0,4

$\Delta P_{XX} = 1,4$  кВт,

$\Delta P_{КЗ}$  – потери короткого замыкания, для трансформаторов ТМГ–

1000/10/0,4 и ТМГ–1000/6/0,4  $\Delta P_{КЗ} = 10,8$  кВт,

$T_T$  – количество часов в году,  $T_T = 8760$  часов;

для трансформаторов ТП–2 для варианта питания от питающей подстанции 110/10 кВ

$$\Delta A_T = 2 \cdot (1,90 \cdot 8760 + 0,78^2 \cdot 10,8 \cdot 2757) = 79,9 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Аналогично определяются потери в остальных трансформаторах предприятия для обоих вариантов питания предприятия. Результаты расчета сведены в таблицы 20 и 21 для соответствующих вариантов питания.

Стоимость годовых потерь электроэнергии для питающей линии от питающей подстанции 110/10 кВ до РП

$$C_{\text{Э}} = (101 \cdot 10^3 + 43 \cdot 10^3 + 476 \cdot 10^3) \cdot 3,363 = 2086 \cdot 10^3 \text{ руб.} = 2086 \text{ тыс. руб.}$$

Аналогично определяется стоимость годовых потерь электроэнергии в остальных кабельных линиях. Результаты расчета сведены в таблицы 20 и 21 для соответствующих вариантов питания.

Таблица 20 – Экономические показатели сети при питании от питающей подстанции 110/10 кВ

Наименование оборудования	Единицы измерения	Количество	Стоимость единицы, тыс. руб.	Кап. вложения, тыс. руб.	Отчисления, о.е.				Заграты, тыс. руб.	Потери эл. энергии, 10 <sup>3</sup> кВт*ч	Стоимость потерь ЭЭ, т. руб.
					Е <sub>н</sub>	Е <sub>тр</sub>	Е <sub>а</sub>	Итого			
Питающие линии АПвП–10–3х185	км	12	1430	17160	0,12	0,004	0,028	0,152	2608	101	340
Распределительные сети 10 кВ	км	3,47	730	2533	0,12	0,004	0,028	0,152	385	43	145
Трансформаторы ТМГ–1000/10	шт.	12	549	6588	0,12	0,01	0,063	0,193	1271	476	1601
ВНРп–6/400 УЗ	шт.	12	34	408	0,12	0,01	0,063	0,193	79	–	–
Ячейка КУ–104 М	шт.	15	650	9750	0,12	0,01	0,063	0,193	1882	–	–
Ячейка ТН 10 кВ	шт.	2	32	64	0,12	0,01	0,063	0,193	12	–	–
<b>ИТОГО</b>				36503			–		6237	620	2086

Таблица 21 – Экономические показатели сети при питании от питающей подстанции 110/6 кВ

Наименование оборудования	Единицы	Количество	Стоимость единицы, тыс. руб.	Кап. вложения, тыс. руб.	Отчисления, о.е.				Заграты, тыс.руб.	Потери эл. энергии, 10 <sup>3</sup> кВт*ч	Стоимость потерь ЭЭ, т. руб.
					Е <sub>н</sub>	Е <sub>тр</sub>	Е <sub>а</sub>	Итого			
Питающие линии АПвП–6–3х185	км	12	1420	17040	0,12	0,004	0,028	0,152	2590	152	511
Распределительные сети 6кВ	км	3,47	850	2950	0,12	0,004	0,028	0,152	448	88	296
Трансформаторы ТМГ–1000/6	шт	12	549	6588	0,12	0,01	0,063	0,193	1271	444	1493
ВНРп–6/400 УЗ	шт	12	33	396	0,12	0,01	0,063	0,193	76	–	–
Ячейка КУ–104	шт	15	640	9600	0,12	0,01	0,063	0,193	1853	–	–
Ячейка ТН 6 кВ	шт	2	31	62	0,12	0,01	0,063	0,193	12	–	–
<b>ИТОГО</b>				36636			–		6250	684	2300

Для сети при питании от питающей подстанции 110/10 кВ

$$З = 6237 + 2086 = 8323 \text{ тыс. руб.}$$

Для сети при питании от питающей подстанции 110/6 кВ

$$З = 6250 + 2300 = 8550 \text{ тыс. руб.}$$

Сравнение экономических показателей приведено в таблице 22.

Таблица 22 – Сравнение экономических показателей

Вариант	Кап. затраты, тыс. руб.	Приведённые кап. затраты, тыс. руб.	Потери эл. энергии, $10^3$ кВт·ч	Стоимость потерь, тыс. руб	Приведённые затраты, тыс. руб.
Питание от питающей подстанции 110/10 кВ	36503	6237	620	2086	8323
Питание от питающей подстанции 110/6 кВ	36636	6250	684	2300	8550

Вариант питания от питающей подстанции 110/10 кВ экономичнее на

$$\frac{З_6 - З_{10}}{З_6} \cdot 100\% = \frac{8550 - 8323}{8425} \cdot 100\% = 2,7 \%$$

Так как варианты питания отличаются всего на 2,7 %, то считаем варианты равнозначные. Принимается вариант сети с большим номинальным напряжением. Исходя из этого, принимается вариант внешнего электроснабжения – питание от питающей подстанции 110/10 кВ напряжением 10 кВ.

Выводы по разделу 3.

В третьем разделе ВКР проведен технико-экономический анализ вариантов внешнего электроснабжения рыбоперерабатывающего завода напряжением 10 кВ и 6 кВ. Так как варианты питания отличаются всего на 2,7 %, то считаем варианты равнозначные. Принимается вариант сети с большим номинальным напряжением. Исходя из этого, принимается вариант внешнего электроснабжения – питание от питающей подстанции 110/10 кВ напряжением 10 кВ.

## Заключение

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы по проектированию системы электроснабжения рыбоперерабатывающего завода были проведены комплексные исследования и разработки, направленные на обеспечение надежного и эффективного электроснабжения предприятия.

В первом разделе ВКР подготовлен фундамент для проектирования электроснабжения рыбоперерабатывающего завода, обеспечив всесторонний анализ и расчеты, необходимые для последующих этапов работы. Систематизированы данные о предприятии, включая его назначение – переработку рыбы с выпуском замороженной и консервированной продукции, структуру, а также условия эксплуатации (высокая влажность, низкие температуры). Это позволило учесть специфику завода при проектировании.

Определена суммарная электрическая нагрузка рыбоперерабатывающего завода, составившая 8397 кВт, с учетом пиковых значений для морозильных установок и конвейеров. Установлены центры потребления мощности, что обеспечило визуализацию распределения нагрузок и выбор оптимальных точек подключения подстанций. Установлено месторасположение источника питания предприятия – распределительного пункта 10 кВ.

Во втором разделе ВКР разработана эффективная и надежная система энергоснабжения для рыбоперерабатывающего завода. В ходе работы определено, что для обеспечения завода электроэнергией целесообразно установить восемь КТП с трансформаторами мощностью 1000 кВА каждый. Такой выбор обусловлен общей нагрузкой предприятия и необходимостью резервирования, что соответствует требованиям надежности для подобных объектов. Данные КТП подключаются от РП-10 кВ предприятия.

Для передачи электроэнергии рассчитаны и выбраны кабельные линии, которые способны выдерживать необходимые токи и минимизировать потери энергии. Используются кабели с сечением, подходящим для используемых

классов напряжений, что гарантирует стабильную работу системы при различных нагрузках.

Составлена схема внешнего электроснабжения предприятия.

Распределительное устройство РП выполняется комплектным из шкафов серии К–104М для внутренней установки. Принято решение устанавливать ячейки К–104М, так как у данного шкафа в есть разделение на модульные отсеки с изоляционными перегородками (что обеспечивает локализацию возможной аварии). Способность локализовать дугу в пределах отсека, наличие выкатного элемента обуславливает существенно большую безопасность (отсутствие несчастных случаев) для эксплуатации при обслуживании ячеек КРУ в сравнении с КСО. Шкаф К–104М комплектуется вакуумными выключателями типа VF–12, встроенными разъединителями втычного типа, сборными шинами и трансформаторами тока типа ТЛК–10.

В качестве цеховых трансформаторных подстанций выбраны комплектные трансформаторные подстанции следующих типов: 2КТП–1000–10/0,4 УХЛЗ и КТП–1000–10/0,4 УХЛЗ производства компании ООО «Нева–Электротех» г. Санкт–Петербург. ТП–5, которая применяется для электроснабжения модульного цеха для сушки и вяления рыбы, принимается капитальная. Для установки на вводе в ТП применяется выключатель нагрузки ВНРп–10/400 УЗ в сочетании с высоковольтными предохранителями типа ПКТ.

Для повышения эффективности системы предусмотрена установка оборудования, снижающего потери от реактивной мощности. Это позволяет улучшить энергетические показатели и сократить эксплуатационные расходы.

Разработана система релейной защиты предприятия, что повышает безопасность и стабильность работы сети. Для проверки срабатывания устройств релейной защиты составлена диаграмма селективности.

Освещение завода спроектировано с использованием современных светодиодных светильников CARAVELLA G2, которые обеспечивают

достаточный уровень света внутри помещений и на территории, одновременно снижая энергопотребление.

В третьем разделе ВКР проведенный технико-экономический анализ вариантов внешнего электроснабжения рыбоперерабатывающего завода напряжением 10 кВ и 6 кВ позволил оценить их эффективность с учетом капитальных затрат, эксплуатационных расходов, потерь электроэнергии и надежности системы. Расчеты показали, что разница в общей стоимости реализации проектов составляет всего 2,7 %, что свидетельствует о близкой экономической эффективности обоих вариантов. Такая незначительная разница обусловлена схожими затратами на оборудование (КТП, кабельные линии) и эксплуатацию, несмотря на различия в потерях энергии и протяженности сетей. С учетом этого варианты электроснабжения напряжением 10 кВ и 6 кВ можно считать равнозначными с финансовой точки зрения.

Однако, принимая во внимание технические преимущества, предпочтение отдается варианту с большим номинальным напряжением — 10 кВ. Этот выбор обоснован меньшими потерями электроэнергии при передаче на расстояние (в среднем на 10–15 % ниже, чем при 6 кВ), что особенно важно для обеспечения стабильного питания удаленных участков территории завода. Кроме того, использование напряжения 10 кВ соответствует современным стандартам сетей среднего напряжения, что упрощает интеграцию с существующей инфраструктурой и обеспечивает большую перегрузочную способность системы, критически важную для предприятия II категории надежности.

Исходя из вышеизложенного, в качестве оптимального варианта внешнего электроснабжения принимается питание от питающей подстанции 110/10 кВ напряжением 10 кВ. Данный выбор позволяет достичь баланса между экономической целесообразностью и технической надежностью, гарантируя бесперебойное энергоснабжение производственных линий, холодильных установок и освещения завода.

## Список используемой литературы и используемых источников

1. Антонов В.И., Мартынов М.В., Наумов В.А. Основы релейной защиты и автоматики интеллектуальной электрической сети. Вологда. Инфра–Инженерия, 2023. 324 с.
2. Бирюлин В.И., Куделина Д.В. Электроснабжение промышленных и гражданских объектов. Вологда. Инфра–Инженерия, 2022. 204 с.
3. Бойчук В. С., Куксин А. В. Электрооборудование энергетических систем. Вологда. Инфра–Инженерия, 2021. 268 с.
4. Вакуумные выключатели типа VF12. URL: <http://www.elteh.ru/products/9/48/> (дата обращения 15.12.2024)
5. Вахнина В.В. Проектирование систем электроснабжения : электрон. учеб.–метод. пособие. Тольятти: Изд–во ТГУ, 2016. 78 с.
6. ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока до 1 кВ // Консультант плюс: справочно–правовая система
7. Ершов А.М. Системы электроснабжения. Часть 1: Основы электроснабжения: курс лекций. Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2017. 245 с.
8. Ершов А.М. Системы электроснабжения. Часть 4: Электроснабжение промышленных предприятий и городов: курс лекций. Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2020. 324 с.
9. Измерительные трансформаторы тока напряжением 6-10 кВ. URL: [http://www.czt.ru/transformator\\_to-ka.html](http://www.czt.ru/transformator_to-ka.html)., дата обращения 09.02.2016 г (дата обращения 15.12.2024)
10. Комплектные подстанции внутренней установки (2) КТП. URL: [http://www.nevaeltech.ru/index.php/component/content/section/images/Skachat/Kondensator/n/UKM\\_gab4.pdf](http://www.nevaeltech.ru/index.php/component/content/section/images/Skachat/Kondensator/n/UKM_gab4.pdf) (дата обращения 15.12.2024)

11. Комплектные РУ внутренней установки напряжением 6 – 10 кВ.  
URL: [http://www.moselectro-yug.ru/prod/pdf/2\\_kru2006.pdf](http://www.moselectro-yug.ru/prod/pdf/2_kru2006.pdf) (дата обращения 15.12.2024)
12. Колюхова Е.А. Электроснабжение объектов. М.: Академия, 2021. 400 с.
13. Кокин С.Е., Дмитриев С.А., Хальясмаа А.И. Схемы электрических соединений подстанций: учеб. пособие. 2-е изд., стер. Москва: Флинта, 2017. 100 с.
14. Куксин А.В. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие. Вологда.: Инфра–Инженерия, 2021. 156 с.
15. Малафеев А. В., Панова Е. А., Варганова А. В. Проектирование электрической части понизительных подстанций промышленного предприятия. Вологда.: Инфра–Инженерия, 2022. 312 с.
16. Немировский А. Е., Сергиевская И. Ю., Крепышева Л. Ю. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций. Вологда : Инфра–Инженерия, 2023. 176 с.
17. Патшин Н.Т. Проектирование электроснабжения. Вологда : Инфра–Инженерия, 2024. 680 с.
18. Правила устройства электроустановок. 7–е издание // Консультант плюс: справочно–правовая система
19. Преимущества кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена. URL: <http://www.elcable.ru/product/appl/files/catalog.pdf> (дата обращения 15.12.2024)
20. РД 153–34.0–20.527–98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования // Консультант плюс: справочно–правовая система
21. РТМ 36.18.32.4–92. Указания по расчету электрических нагрузок // Консультант плюс: справочно–правовая система
22. Руководство для устройства микропроцессорной релейной защиты типа РС81. URL: <https://msk.izpk.ru/files/device->

attach/rukovodstvo\_dlya\_ustroystva\_rs81.pdf?ysclid=m82mse8y1u665191430

(дата обращения 15.12.2024)

23. СП 52.13330.2016 Свод правил. Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95\* // Консультант плюс: справочно–правовая система

24. Технические характеристики светодиодных светильников CARAVELLA G2 140W DW1 827 RAL9006 CR. URL: <https://www.ltcompany.com/series/caravella-g2/caravella-g2-140w-dw1-827-ral9006-cr> (дата обращения 15.12.2024)

25. Технические характеристики трансформаторов ТМГ. URL: <https://metz.by/wp-content/uploads/2023/05/TMG.pdf> (дата обращения 15.12.2024)

26. Трансформаторы напряжения. URL: <http://www.electroshield.ru/> (дата обращения 15.12.2024)

27. Фризен В.Э., Назаров С.Л. Расчет и выбор электрооборудования низковольтных распределительных сетей промышленных предприятий. Екатеринбург: Издательство Уральского университета, 2021. 184 с.